



Juliana Pacheco Barbosa

Mestre em economia

Energia solar no Brasil: desafios e oportunidades para o uso em larga escala

Dissertação para obtenção do Grau de Doutor
em Alterações Climáticas e Políticas para o Desenvolvimento
Sustentável

Orientadora: Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas,
Professora Associada com Agregação,
Faculdade de Ciências e Tecnologia da
Universidade Nova de Lisboa

Co-orientadora: Doutora Joisa Campanher Dutra Saraiva,
Professora na Fundação Getúlio Vargas do Rio
de Janeiro

Júri:

Presidente: Prof. Doutora Maria Paula Baptista da Costa Antunes
Arguente(s): Prof. Doutora Joana Portugal Pereira
Prof. Doutor António Jorge Viegas de Vasconcelos
Vogais: Prof. Doutor Filipe Duarte Branco da Silva Santos
Prof. Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas
Prof. Doutor Francisco Manuel Freire Cardoso Ferreira



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Julho de 2020

Energia solar no Brasil: desafios e oportunidades para o uso em larga escala

Copyright © Juliana Pacheco Barbosa

Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

“A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa tem o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor”.

Este trabalho foi possível graças ao apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação do Brasil por meio da bolsa de doutoramento 207070/2014-8, programa Ciência sem Fronteiras.

Dedicatória e agradecimento

Agradeço profundamente à minha querida orientadora, professora Julia Seixas que acreditou muito em mim desde o início, incentivou e encorajou sempre. Teve a paciência de compreender a trajetória que trilhei no processo de doutoramento, agradeço muito o exemplo e a amizade.

Gostaria de agradecer os meus colegas do grupo Energy and Climate do CENSE que foram fundamentais importantes neste trabalho, cada qual a sua maneira. Agradeço a Luis Dias que teve imensa paciência e habilidade para me ajudar a dar os primeiros passos em modelação e que depois junto com Teresa Brás e Flávia Collaço formamos o nosso gabinete expresso 222, um sítio de companheirismo essencial na árdua jornada do doutoramento. Gratidão a Tereza pela parceria na pesquisa e pelo exemplo de determinação, gratidão enorme à Flávia pelo exemplo de organização e disciplina, pelos conselhos para dissertação e principalmente pelo sorriso doce. Agradeço imenso a Sofia Simões pela parceria e apoio, por ter acreditado no meu potencial, por me ensinar tanto e se dedicar tanto ao meu trabalho, tenho muito orgulho de ter tido a oportunidade de trabalhar com ela. Gratidão a Patricia Fortes, Filipa Amorim, João Pedro Gouveia, Pedro Palma, Katherine Mahoney, Joana Monjardino, Hugo Tente, Sofia Teixeira e Paulo Pereira pelo companheirismo diário.

Gratidão aos professores do curso de doutoramento em Alterações Climáticas e Políticas para o Desenvolvimento Sustentável por acreditarem no poder transformador da educação, é uma honra fazer parte da história deste curso. Gratidão à FCT que viabilizou o apoio psicológico por meio do Gabinete de Aconselhamento Vocacional e Psicológico na pessoa da psicóloga Julia Murta. Gratidão também à equipe técnica que viabiliza o processo de pesquisa e aprendizagem na pessoa da Raquel Brito e da Filomena Gomes.

Agradeço ainda a Nuno Bento e Margarida Fontes e ao ISCTE, que me acolheram no projeto OceanTrans, onde eu tenho a alegria de trabalhar atualmente e que estão sempre a puxar por mim e me incentivar a aprender.

Gostaria de agradecer também à minha família de amigos lisboetas por toda a alegria que trazem para minha vida e que, como eu, não nasceu aqui mas ama essa terra. Agradeço a minha família do Brasil, meu pai amado, grande incentivador que a seu modo de pensar fora da caixa me ajudou a ter fé, acreditar em mim e seguir firme. Aos meus irmãos de sangue e coração, Thiago, Cecília, Carol e Liuba amo vocês.

Gratidão enorme a minha mãe, minha amiga e companheira que fez sempre tudo que pode por mim, por ter segurado tantas barras, por ter feito tantas conquistas pelas mulheres, por ter vindo ajudar no começo, no meio e no fim desta tese, pela ajuda material, emocional e ortográfica.

Gratidão profunda ao meu melhor amigo, companheiro de todas as horas, Serguei, por ter sido um ombro amigo, um abraço caloroso em tantos dias chuvosos de modelação e por ter celebrado comigo cada “dummy” resolvida.

Dedico este trabalho aos meus filhos amados, Ravi e Marie e agradeço por me incentivarem tanto, por compreenderem o muito que tive que me dedicar a este trabalho e por serem a razão para eu acreditar que podemos construir um mundo melhor juntos.

Resumo

A intensificação do uso de recursos naturais que caracterizou os últimos setenta anos leva a humanidade a enfrentar um dos seus maiores desafios: as alterações climáticas decorrentes do aumento da emissão de gases de efeito estufa. A mitigação destas alterações encontra na descarbonização dos processos produtivos, incluindo a produção e consumo de energia, um dos pontos cruciais, pois neste consiste a principal fonte de emissão de gases de efeito estufa. Economias em desenvolvimento, como o Brasil, projetam uma demanda crescente de eletricidade até 2050 e, portanto, uma necessidade de expansão da oferta. Dentre as alternativas para atender esta demanda, a energia solar tem tido um papel limitado e um grande potencial subaproveitado. A questão que se coloca neste trabalho é “quando” e “como” este potencial pode ser aproveitado. Foi construído um modelo de otimização de longo prazo em escala horária para o sistema energético brasileiro, que indica uma forte participação custo-eficaz da fonte solar de 2030 até 2050, ultrapassando a geração hídrica. Investigou-se que o aumento histórico da geração distribuída não leva a uma perda de qualidade no serviço da rede elétrica. Sugere-se um conjunto de mecanismos de incentivo ao investimento em geração solar com base em experiências nacionais e internacionais. Finalmente, avalia-se a viabilidade da energia solar para sistemas isolados na Amazônia, a partir de experiências correntes, aliadas com um modelo de simulação para avaliar uma futura hibridização de sistemas já existentes. A pesquisa combina avaliação de trajetória histórica com análise bibliográfica e exercícios propositivos de expansão futura. Este trabalho demonstra a viabilidade técnica e financeira do uso de energia solar em larga escala, no sistema integrado brasileiro e em sistemas isolados. O cenário favorável de viabilidade técnica e financeira, só por si, é insuficiente para o uso de energia solar em larga escala, sendo necessário acomodar aspectos político-regulatórios para que a decisão do investidor se concretize e aproveite o grande potencial solar no Brasil.

Palavras-chave

Energia solar; Brasil; Políticas Públicas; Sistemas isolados.

Abstract

The intensification of the use of natural resources that characterized the last seventy years leads humanity to face one of its greatest challenges: climate change resulting from the increase of the greenhouse gases emissions. The decarbonization of the production processes, including the production and consumption of energy, main sources of greenhouse gas emissions, is central to the mitigation of climate changes. Developing economies, like Brazil, require an increasing demand for electricity until 2050 and, therefore, the need to expand the supply. Among the alternatives to meet this demand, solar energy has had a limited role and a high underutilized potential. The question behind this work is “when” and “how” this potential can be used. A long-term optimization model was developed for the Brazilian energy system, taking an hourly scale, being a key result the strong cost-effective solar share from 2030 to 2050, overtaking the hydro generation. Our research shows the historical increase of the distributed generation has not led to a loss of quality in the service of the electricity grid. A set of mechanisms to encourage investment in solar generation is suggested based on national and international experiences. Finally, the feasibility of solar energy for isolated systems in the Amazon was evaluated, taking current experiences combined with a simulation model to assess the future hybridization of existing systems. The research combines historical assessment with bibliographic analysis and prospective exercises for future expansion. This work demonstrates the technical and financial feasibility of using solar energy on a large scale, in the Brazilian integrated system and isolated systems. The favourable scenario of technical and financial feasibility, de per se is insufficient for the large-scale use of solar energy, as it is necessary to take political and regulatory aspects so that the investor's decision can be realized and take advantage of the great solar potential in Brazil.

Keywords:

Solar energy; Brazil; Public policies; Isolated systems.

Índice de capítulos

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Contextualização	2
1.2 Objetivo e questões de investigação	6
1.3 Contribuição	7
1.4 Estrutura da dissertação.....	8
CAPÍTULO 2 REVISÃO DA LITERATURA.....	11
2.1 Enquadramento teórico	12
2.2 O papel dos modelos energéticos no planejamento energético	16
2.3 Modelagem energética e a energia solar no Brasil.....	21
2.4 Barreiras à implantação de energia solar no Brasil	29
2.5 Energia solar em sistemas isolados	34
CAPÍTULO 3 METODOLOGIA	43
3.1 ESTUDO DE CASO: Sistema Elétrico Brasileiro.....	46
3.2 Impacto da geração distribuída e qualidade do serviço da rede	66
3.3 Modelação Integrada do sistema energético brasileiro	67
3.4 Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar	81
3.5 O papel da energia solar nos Sistemas isolados.....	85
CAPÍTULO 4 Quando o sol vai brilhar no sistema elétrico brasileiro?.....	93
4.1 A participação das renováveis variáveis na matriz elétrica dos países	94
4.2 Confiabilidade do sistema elétrico com o aumento da energia solar	96
4.3. Potencial custo-eficaz das tecnologias de aproveitamento da energia solar para o sistema energético brasileiro	104
CAPÍTULO 5 Mecanismos de incentivo a energia solar	116
5.1. Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar: percepção dos peritos	117
5.2. Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar: avaliação dos leilões e do <i>netmetering</i> realizados no Brasil.....	119
5.3. Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar: a experiência internacional	126
5.4 Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar: novas propostas para metas mais ambiciosas de implantação solar no Brasil.....	133
CAPÍTULO 6 Energia solar para os sistemas isolados no Brasil.....	146
6.1 Introdução.....	147
6.2 Mini Usinas da Amazonas Distribuidora	148
6.3 Usina Fotovoltaica de Oiapoque.....	151
6.4 Fotovoltaica distribuída: Porto de Moz e Prainha, no Pará.....	152
6.5 FERNANDO DE NORONHA	155
6.6 Amazonas, Leilão 002/2016, Grupo B.....	158
6.7 Exercício exploratório sobre o uso de energia solar para colmatar déficits de atendimento em sistemas existentes	160
6.8 O uso da energia solar para sistemas isolados	163
CAPÍTULO 7 Conclusões	168
7.1 Discussão geral	169
7.2 Questões de investigação	171
7.3 Considerações finais	173
7.4 Limitações do trabalho	174
REFERÊNCIAS	176
Anexo I – Expansão hidrelétrica esperada detalhada	194

Índice de Tabelas

Tabela 1.1 – Visão geral de objetivos, métodos da pesquisa e contribuições.....	7
Tabela 2.1 – Resultado da revisão de literatura sobre modelos no Brasil.....	23
Tabela 3.1 – Projeções de capacidade instalada para geração elétrica no Brasil conforme Planos Decenais de Expansão	50
Tabela 3.2 – Sistemas isolados (SI)	60
Tabela 3.3 – Características dos dados usados para analisar a qualidade do serviço de eletricidade	67
Tabela 3.4 – Demanda de energia final, estimada pela EPE por setores e considerada em TIMES_BR_light.....	72
Tabela 3.5 – Portfólio tecnológico para geração futura de eletricidade consideradas em TIMES_BR_light com os correspondentes custos de investimento (€2015/kW)	74
Tabela 3.6 – Geração de energia atual e fornecimento de energia primária e potenciais técnicos futuros.....	76
Tabela 3.7 – Premissas para projeções de potencial de geração de energia fotovoltaica distribuída	77
Tabela 3.8 – Pressupostos sobre reservas nacionais de energia	78
Tabela 3.9 – Custo de energia - fontes primárias e secundárias.....	78
Tabela 3.10 – Pressupostos de importações e exportações por fonte de energia no horizonte do modelo.....	81
Tabela 3.11 – Roteiro das entrevistas realizadas com especialistas nos Estados Unidos (I) e no Brasil (II)	82
Tabela 3.12 – Especialistas entrevistados	82
Tabela 3.13 – Contatos realizados durante a pesquisa.....	83
Tabela 3.14 – Principais fontes de dados para a identificação de experiências internacionais sobre a inserção de energia solar em larga escala.....	84
Tabela 3.15 – Experiências de uso de energia solar em sistemas isolados no Brasil.....	86
Tabela 3.16 – Deficits de eletricidade projetados para os sistemas isolados	89
Tabela 3.17 – Custos de investimento e de combustível usados na simulação do exercício exploratório	90
Tabela 4.1 – Custos de sistema da rede na Alemanha 2015-2018	97
Tabela 4.2 – Geração de energia elétrica no cenário de referência por fonte ao longo do horizonte de modelagem, Brasil.....	107
Tabela 4.3 – Comparação dos custos de investimento no TIMES_BR_light e em modelos similares, Brasil	109
Tabela 4.4 – Comparação entre as projeções estimadas para 2030 pelo modelo TIMES_BR_light e pela EPE	113
Tabela 5.1 – Leilões realizados entre 2004 e 2018.....	120
Tabela 5.2 – Resultados selecionados referentes a leilões solares no período de 2014-2019.....	122
Tabela 5.3 – Mecanismos de incentivo à energia solar	127
Tabela 5.4 – Mecanismo de incentivo e implantação de PV em países selecionados	129
Tabela 5.5 – Potencial custo-eficaz da energia solar para o sistema elétrico brasileiro em 2030 e 2040 gerado pelo modelo TIMES_BR_light.....	135
Tabela 5.6 – Síntese do mecanismo aplicado ao fotovoltaico centralizado.....	138
Tabela 5.7 – Licitações competitivas para a tecnologia CSP para realizar o caminho de implantação solar até 2040	140
Tabela 5.8 – Mecanismo de empréstimos verdes	142
Tabela 6.1 – Mini usinas do Estado do Amazonas.....	149
Tabela 6.2 – Unidades de geração fotovoltaica em Fernando de Noronha.....	157
Tabela 6.3 – Localidades com potencial para projeto alternativo e respectivos custos nivelados de energia e consumos de diesel.....	159
Tabela 6.4 – Custo por unidade de energia de soluções alternativas de geração de eletricidade em sistemas isolados – resultados usando a ferramenta HOMER.....	160
Tabela 6.5 – Custo de investimento de soluções alternativas de geração de eletricidade em sistemas isolados – resultados usando a ferramenta HOMER.....	161
Tabela 6.6 – Número de baterias usadas por opção tecnológica e sistema isolados – resultados usando a ferramenta HOMER.....	161
Tabela 6.7 – Painéis fotovoltaicos por opção tecnológica e por sistema isolado – resultados usando a ferramenta HOMER	161
Tabela 6.8 – Consumo de combustível e emissões de CO ₂	162
Tabela 7.1 – Síntese da pesquisa: do problema às contribuições.....	170

Índice de Figuras

Figura 1.1 – Emissões antropogênicas observadas e limites de emissões para aumento da temperatura média global 2°C e 1.5°C	3
Figura 1.2 – Estrutura analítica da tese.....	5
Figura 1.3 – Estrutura da dissertação.....	9
Figura 2.1 – Campo de pesquisa.....	12
Figura 2.2 – Comparação do nível de detalhes dos tipos de modelo.....	18
Figura 2.3 – Formas de integração de modelos de sistemas energéticos.....	20
Figura 2.4 – Estrutura da revisão sistemática sobre energia solar nos modelos de energia brasileiros.....	22
Figura 2.5 – Comparação do custo de investimento (CAPEX) de energia solar em artigos e referências	26
Figura 2.6 - Tendência de implantação de novas usinas à carvão no Brasil em documentos de planejamento energético brasileiros.	29
Figura 2.7 – Protocolo da revisão de literatura sobre os sistemas isolados	35
Figura 2.8 – Aspectos relevantes para reflexão sobre energia solar para sistemas isolados na Amazônia.....	36
Figura 3.1 – Síntese das contribuições da pesquisa	45
Figura 3.2 – Oferta Interna de Energia	46
Figura 3.3 – Sistema Interligado Nacional	47
Figura 3.4 – Geração elétrica por fonte no Brasil 2014-2018	48
Figura 3.5 – Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica	49
Figura 3.6 – Capacidade instalada da geração distribuída fotovoltaica acumulada e no mês	51
Figura 3.7 – Número de instalações de geração distribuída fotovoltaica por setores.....	52
Figura 3.8 – Potência da geração distribuída fotovoltaica por setores	52
Figura 3.9 – Incrementos de capacidade instalada de geração distribuída e variação do PIB.....	52
Figura 3.10 – Geração fotovoltaica centralizada acumulada e que entraram em operação no mês	53
Figura 3.11 – Estrutura de determinação do potencial de aproveitamento fotovoltaico	54
Figura 3.12 – Mapa da irradiação global horizontal total diária média anual	55
Figura 3.13 – Consumo de eletricidade per capita 2018 Regiões do Brasil e do Mundo	56
Figura 3.14 – Consumo de Energia Final, observado (1970-2018) e projetado	57
Figura 3.15 – Desmatamento na Amazônia Legal	58
Figura 3.16 – Mapa dos Sistemas Isolados - EPE	59
Figura 3.17 – PLD baseado no custo marginal de operação semanal em 4 submercados de eletricidade do sistema integrado nacional - carga leve	62
Figura 3.18 – Despesas da Conta de Desenvolvimento Energético 2018.....	63
Figura 3.19 – Receitas da Conta de Desenvolvimento Energético 2018.....	63
Figura 3.20 – População atendida no programa Luz para Todos por ano e por região.....	65
Figura 3.21 – Estrutura TIMES_BR_light	70
Figura 3.22 – Demanda por fontes e serviços de energia residencial - 2013.....	73
Figura 3.23 – Opções tecnológicas de uso de energia solar no modelo	75
Figura 3.25 – Unidades de Geração solar fotovoltaica (SIGEL-ANEEL)	79
Figura 3.24 – Estações meteorológicas com dados de radiação	79
Figura 3.26 – Disponibilidade de recursos solar por estação do ano considerada no modelo	80
Figura 3.27 – Etapas de pesquisa sobre os mecanismos de incentivo à energia solar.....	85
Figura 3.28 – Etapas da pesquisa sobre a energia solar nos sistemas isolados	85
Figura 3.29 – Mapa da localização dos sistemas isolados considerados no exercício exploratório.....	89
Figura 3.30 – Perfil de carga horária para um dia típico adotada no exercício.....	91
Figura 4.1 - Participação das energias renováveis variáveis na matriz elétrica por país e ano	94
Figura 4.2 - Parâmetros de qualidade (DEC e FEC) por tensão e geração de energia renovável por ano, Alemanha	98
Figura 4.3 – Capacidade instalada acumulada da unidades de geração distribuída fotovoltaica por estado e por ano, Alemanha	99
Figura 4.4 – Evolução da duração das interrupções não programadas de eletricidade (DEC) por estado e por ano, Alemanha	99
Figura 4.5 - Nuvem de dispersão da evolução do DEC e GED por estado e por ano (logs), Alemanha	100
Figura 4.6 - Resultado da regressão linear por estado e ano, Alemanha.....	101
Figura 4.7 - Crescimento da geração distribuída nos 1.000 municípios da amostra por região geográfica nos 58 meses, Brasil.....	102

Figura 4.8 - Nuvem de dispersão da qualidade do serviço de eletricidade medido em log da duração da interrupções e log quantidade de capacidade instalada, Brasil	102
Figura 4.9 - Nuvem de dispersão da qualidade do serviço de eletricidade medido em log da frequência das interrupções e log quantidade de capacidade instalada, Brasil	103
Figura 4.10 - Resultados do modelo de regressão para municípios e meses, Brasil	104
Figura 4.11 - Comparação das estimativas para 2030 e 2050 da produção de eletricidade por fonte de energia, gerados pelo modelo TIMES_BR_light e modelos similares, Brasil	108
Figura 4.12 – Consumo de energia final por fonte e por setores, Brasil	110
Figura 4.13 – Evolução da estrutura do setor elétrico no Brasil, em 2017 e 2050, em termos da produção de eletricidade por fonte e setores consumidores – Diagramas de Sankey	111
Figura 4.14 - Geração de eletricidade renovável e não renovável e intensidade de carbono da geração de eletricidade	112
Figura 5.1 - Energia contratada em todos os leilões por ano de fornecimento e fonte (apenas contratos válidos até abril de 2018).	121
Figura 5.2 Projetos de geração centralizada em operação	123
Figura 5.3 Comparação dos preços da eletricidade para consumidores não domésticos e produção de custos de PV fotovoltaicos (segundo semestre de 2017)	131
Figura 5.4 - Eletricidade gerada pelo modelo TIMES_BR_light com um teto de emissões a partir de 2030	135
Figura 5.5- Estrutura metodológica da proposta de mecanismos de incentivo à energia solar	136
Figura 5.6- Geração centralizada fotovoltaica: contratação de eletricidade por meio de leilões	138
Figura 6.1 - Síntese das experiências concretas de energia solar em sistemas isolados	148
Figura 6.2- Mapa da localização das 12 mini usinas	149
Figura 6.3- Instalações em Porto de Móz por mês de início de operação	153
Figura 6.4 - Localização da Unidades de Geração Distribuída em Porto de Móz-PA e unidade de conservação RESEX Verde para Sempre	154
Figura 6.5 – Geração de eletricidade observada e projetada para o Sistema Isolado de Fernando de Noronha	156
Figura 6.6 - Síntese do resultado do Leilão 002/2016 2ª parte Lote B-I	159
Figura 6.7 - Comparação das soluções tecnológicas e dos parâmetros investigados	163

Siglas e Acrônimos

- AC – Acre, estado da região Norte do Brasil
- aFRR – *Automatic Frequency Restoration Reserve*
- AM – Amazonas, estado da região Norte do Brasil
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- AP – Amapá, estado da região Norte do Brasil
- ARIMA – *Autoregressive integrated moving average*
- BACEN / BCB – Banco Central do Brasil
- BAU – *Business as usual*
- BESOM – *Brookhaven Energy System Optimization Model*
- BESS – *battery energy storage systems*
- BIG – Banco de Informações sobre Geração da ANEEL
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- BRASIL-NE – Região Nordeste do Brasil
- BRASIL-SU – Região Sul do Brasil
- CAISO – *California Independent System Operator*
- CAP – Cenário com limitação de emissões de gases com efeito de estufa
- CAPEX – *Capital expenditure* ou custo de investimento
- CCC – Conta de Consumo de Combustível
- CCEE – Câmara de Comércio de Energia Elétrica
- CCS – *Carbono Capture and Storage*
- CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
- CELPA – Centrais Elétricas do Pará S. A
- CEPA – Consórcio Energia do Pará
- CELPE – Companhia Energética de Pernambuco
- CLIMACAP-LAMP – *Integrated Climate Modelling and Capacity Building Project in Latin America*
- Climate KIC – *Climate Knowledge and Innovation Community*
- CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária
- COP – *Conference of the Parties of UNFCCC*
- CSP – *Concentrated Solar Power*
- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- DECOMP – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
- DLR – *Dynamic line rating*
- DNI – *Direct normal irradiation*
- EEG – *Erneuerbare Energien Gesetz*
- ENERGYPLAN – *Advanced energy systems analysis computer model*
- ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A
- ENTSO-E – *European Network of Transmission System Operators for Electricity*
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética
- ESOM – *Energy System Optimization Models*
- Eurostat – Gabinete de Estatísticas da União Europeia
- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- FCR – *Frequency Containment Reserve*
- FIT – Tarifas *feed-in*
- FNE – Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste
- FNE-Sol – empréstimo com recursos do FNE feito pelo Banco do Nordeste
- GAMS – *General Algebraic Modeling System*
- GCAM – *Global Change Assessment Model*
- GEE – Gases com efeito de estufa
- GTON – Grupo Técnico Operacional da Região Norte
- GW - Gigawatt
- GWp –Gigawatt pico
- HOMER - *Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources*
- IAM – *Integrated Assessment Models*
- ICMS – Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
- IBGE – Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
- IDH – Índice de Desenvolvimento Humano
- IEA – *International Energy Agency*
- IEA-PVPS – *Photovoltaic Power Systems Programme of IEA*
- INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
- IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change*
- IRENA – *International Renewable Energy Agency*
- ISES – *International Solar Energy Society*
- LABREN – Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
- LAI – Lei de Acesso à Informação
- LAMP-CLIMACAP – *Integrated Climate Modelling and Capacity Building Project in Latin America*
- LCOE – *Levelized cost of energy*
- LEN – Leilão de Energia Nova
- LER – Leilão de Energia de Reserva
- LUT – *Lappeenranta University of Technology*
- MARKAL – *Market Allocation*
- MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
- MDI – Modelo de Decisão de Investimento
- MESSAGE – *Model of Energy Supply Systems And their General Environmental Impact*
- mFRR – *Manual Frequency Restoration ReserveM*
- MME – Ministério de Minas e Energia
- MOLP – *Multi-objective Linear Programming*
- MtCO_{2e} – milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente
- NEWAVE – *Long and Medium Term Operation Planning Model for Interconnected Hydrothermal Systems*
- OCDE – *Organisation de coopération et de développement économiques*
- ONS – Operador Nacional do Sistema
- OPzS – *Ortsfest Panzerplatte Flüssig*

- . PA – Pará, estado da região Norte do Brasil
- . PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas
- . PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia
- . PIB – Produto Interno Bruto
- . PJ – petajoule
- . PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
- . PLEXOS – *Simulation software designed for energy market analysis*
- . PNE – Plano Nacional de Energia
- . POLES – *World energy-economy partial equilibrium simulation model*
- . PV – *Photovoltaic*
- . PV-US – *Photovoltaic utility scale*
- . REF – Cenário de referência
- . REMIX-CEM-B - *Renewable Energy Mix for Sustainable Electricity Supply-Capacity Expansion Model*
- . RES – *Reference Energy System*
- . RJ-SP – Rio de Janeiro-São Paulo
- . ROC – *Renewable Obligation Certificate*
- . RO – Rondonia, estado da região Norte do Brasil
- . RR – Roraima, estado da região Norte do Brasil
- . SAM – *System Advisor Model*
- . SICNET2 – Sistema de consultas processuais da ANEEL
- . SIGEL – Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico da ANEEL
- . SIN – Sistema Interligado Nacional
- . Sonda – Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
- . tCO₂ – Tonelada de dióxido de carbono
- . tCO_{2e} – Tonelada de dióxido de carbono equivalente
- . tep – Tonelada equivalente de petróleo
- . TIAM – *TIMES Integrated Assessment Model*
- . TIMES – *The Integrated MARKAL-EFOM System*
- . TUSD – Tarifa de uso dos sistemas elétricos de distribuição
- . TUST – Tarifa de uso dos sistemas elétricos de transmissão
- . UCED – *Unit Commitment and Economic Dispatch*
- . UFV – Usina de Geração Fotovoltaica
- . UHE – Usina hidrelétrica
- . UNESCO – *United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization*
- . UNFCCC – Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
- . UTE – Usina termelétrica
- . V2G – *Vehicle to grid*
- . VRE – *Variable renewable energy*

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Desde a metade do século passado (século XX), a relação da humanidade com a natureza aumentou em intensidade e complexidade. A este período, caracterizado por um crescimento exponencial da população, pelo aumento da produção industrial e agrícola e pela escalada do consumo de energia, Steffen *et al.* (2007) denominaram *a grande aceleração*. Consequentemente, os recursos e serviços prestados pelos sistemas ambientais têm sido cada vez mais explorados e durante este período os limites biofísicos do planeta foram testados e alguns até mesmo ultrapassados (Rockström *et al.*, 2009).

Um dos aspectos-chave deste processo tem sido o aumento da demanda e da geração de eletricidade e as respectivas consequências disto sobre o Planeta, em particular no que diz respeito ao aquecimento global, à poluição do ar e à depreciação dos recursos naturais, sobretudo os que fornecem energia primária. O consumo mundial de energia primária quintuplicou entre 1950 e 2017, passando de 1827 Mtoe (OECD, 1999) para 9696 Mtoe (IEA, 2018), acompanhando um aumento da população mundial que triplicou e uma alteração no consumo de energia *per capita*, o que teve como consequência um maior estresse sobre o consumo dos recursos naturais e sumidouros.

A teoria econômica denomina externalidades as consequências positivas ou negativas, não previstas, de um processo econômico. As principais externalidades da geração de eletricidade são emissão de gases de efeito estufa, uso de água e ocupação do solo, para citar apenas alguns. Neste trabalho as externalidades consideradas serão as emissões de gases de efeito estufa (GEE). A relação entre a geração de eletricidade e os gases de efeito estufa tem sido objeto de vários estudos (Fthenakis & Kim, 2007; Proops *et al.*, 1996; Weisser, 2007b). O *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) salienta que a geração e o consumo de energia foram o principal fator de emissões antropogênicas em 2010, respondendo por 35% do total de emissões de gases de efeito estufa (Bruckner *et al.*, 2014). O Acordo de Paris, assinado por mais de 190 países em 2015, ao se comprometer com uma limitação do aumento da temperatura média bem abaixo dos 2° C acima da temperatura média pré-industrial, representa um reconhecimento internacional da emergência climática e da necessidade de um compromisso de redução das emissões de gases de efeito estufa a nível internacional.

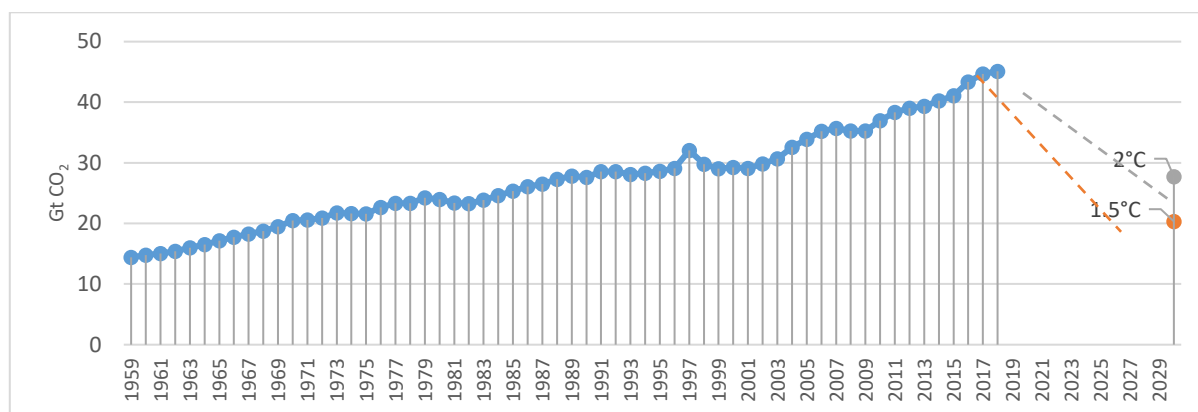
A emergência climática impõe à sociedade a necessidade de implementar uma transição energética para um sistema energético de baixo carbono. A continuidade das emissões de GEE tende a intensificar os eventos climáticos extremos, modificar o regime pluviométrico, aumentar a temperatura média da superfície terrestre e aumentar o nível médio do mar (van Vuuren *et al.*, 2012). Isso implica que os atuais sistemas de energia devem se tornar mais eficientes e consumir mais energia renovável (van Vuuren *et al.*, 2012).

Para Jacques Percebois (1989) a energia é tanto uma variável resultante de certas escolhas econômicas quanto uma variável indutora de algumas destas escolhas¹. O modelo de crescimento

¹ "L'énergie est tantôt une variable résultante de certains choix économiques, tantôt une variable inductrice de certains de ces choix: le modèle de croissance économique influence l'engagement le système énergétique mais, en retour, les contraintes énergétiques sont de nature à infléchir les caractéristiques de ce sentier de croissance" p.2 (J Percebois, 1989).

econômico influencia o sistema energético, mas este sistema é determinante para o crescimento econômico, por natureza.

O relatório do *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) (IPCC, 2018b) argumenta que para manter o aumento médio da temperatura global em 1.5°C acima da temperatura média antes da revolução industrial é necessário que as emissões antropogênicas sejam reduzidas mundialmente em 45% até 2030, tendo como ano base 2010. No entanto, conforme mostra a figura 1.1, as emissões de GEE apresentam uma tendência crescente (GlobalCarbonBudget, 2019). Para que fosse atingido o objetivo de 2°C ou 1,5 °C, de variação de temperatura até o final deste século, seria necessário inverter esta tendência crescente e decrescer de forma acentuada como indica a linha tracejada na figura 1.1.



Fonte de dados: (GlobalCarbonProject, 2019; IPCC, 2018c)

Figura 1.1 – Emissões antropogênicas de CO₂ históricas (linha azul) e futuras (linhas a tracejado) para assegurar, com elevada probabilidade, o aumento da temperatura média global em 2oC e 1.5oC face à temperatura média global antes da revolução industrial.

A transição energética surge como uma necessidade frente aos problemas ambientais relacionados ao sistema energético de cada país e, também, com relação ao rápido crescimento da demanda previsto para os próximos anos, como forma de garantir a segurança energética (Østergaard, 2009). Considerando a necessidade de transição para uma economia de baixo carbono, a eletricidade de origem renovável tem um grande papel na redução das emissões de CO₂ dada sua eficiência no uso final de energia e a diversidade de tecnologias disponíveis para sua geração (Gerbelová *et al.*, 2014). Para além de contribuir para a descarbonização no processo de geração de eletricidade, o setor elétrico ainda pode contribuir para a redução de emissões em outros setores por meio da eletrificação (Amorim *et al.*, 2014).

Conforme a tendência global atual, a energia solar pode ser considerada como uma importante fonte de energia para uma parcela importante de geração de eletricidade nas próximas décadas (IEA, 2014b). Em 2050, a energia solar fotovoltaica pode chegar a 25% da carga de eletricidade total a nível mundial (IRENA, 2019b). No Brasil, por outro lado, a energia solar aparece como uma fonte marginal de geração de energia em projeções oficiais (EPE, 2007a) e na literatura científica (Fichter *et al.*, 2017; Malagueta *et al.*, 2014; Portugal-Pereira *et al.*, 2016), apesar do seu grande potencial para atender à demanda crescente. Se o potencial solar fosse plenamente realizado poderia atender totalmente a carga do país (EPE, 2016a).

Perante os desafios de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas e de segurança energética, a tendência mundial está sendo o direcionamento dos investimentos para as novas energias renováveis ou renováveis intermitentes (eólica e solar), demonstrado pela quebra de mais um recorde na adição de capacidade instalada de renováveis de 161 GW em 2016 e 181GW em 2018, tendo sido 47% e 55% a parcela de crescimento em energia solar para 2016 e 2018, respectivamente (REN21, 2017, 2019). Conforme a Agência Internacional de Energia, em 2050, a energia solar, fotovoltaica e heliotérmica, poderá ser a principal fonte para a geração de eletricidade correspondendo a 26% do total de eletricidade gerada no mundo (IEA, 2014b, 2014c).

Embora os custos da eletricidade renovável tenham diminuído significativamente, é necessário um investimento considerável para que as energias renováveis desempenhem um papel relevante na transição energética, devido ao fato de tanto a energia eólica centralizada quanto a solar serem projetos intensivos em capital (IRENA, 2016). Considerando os múltiplos ganhos sociais associados às fontes de energia renováveis (por exemplo, saúde pública, acesso à energia, limitação do aquecimento global e criação de empregos), as políticas públicas em muitos países se dedicam a desenvolver mecanismos e instrumentos para promovê-las (Kitson *et al.*, 2011).

A maior parte do investimento em geração de energia global em 2016 foi realizada dentro de um marco regulatório capaz de resistir aos riscos de receita de preços variáveis do mercado atacadista ou grossista (IEA, 2017b). A nível mundial, o investimento direto do setor público representou apenas 3,8% do total de investimentos em geração de energia renovável em 2017, conforme estimado pela IRENA (REN21, 2018). Portanto, o desenvolvimento de um ambiente regulatório apropriado é essencial para mudar o investimento do setor privado em fontes de energia não renováveis para renováveis, respondendo por demandas crescentes de eletricidade (REN21, 2017).

A ambição desta tese é contribuir para a inserção da energia solar em larga escala no planejamento energético centralizado. A abordagem é multidisciplinar, buscando uma narrativa analítico-descritiva, complementada por elementos propositivos. A motivação central é entender a importância da energia solar como elemento de mitigação das mudanças climáticas seja pelo caminho da descarbonização da matriz elétrica brasileira, seja pela via de opção tecnológica para evitar mais uma causa para o desmatamento da Amazônia. A transformação do setor elétrico brasileiro no final do século XX foi o tema da dissertação de mestrado da autora (Barbosa, 2003).

A análise convencional da evolução do sistema energético, no âmbito de estudos prospectivos, usualmente não considera de forma integrada as suas várias dimensões, nomeadamente de planejamento tecnológico, regulação e sustentabilidade. Cada uma das dimensões é avaliada de forma separada, o que resulta frequentemente em impactos negativos em uma delas, decorrentes de decisões tomadas relativamente a outras. Esta ausência de análise integrada de planejamento, regulação e sustentabilidade é entendido como o *gap* de pesquisa que esta tese pretende preencher.

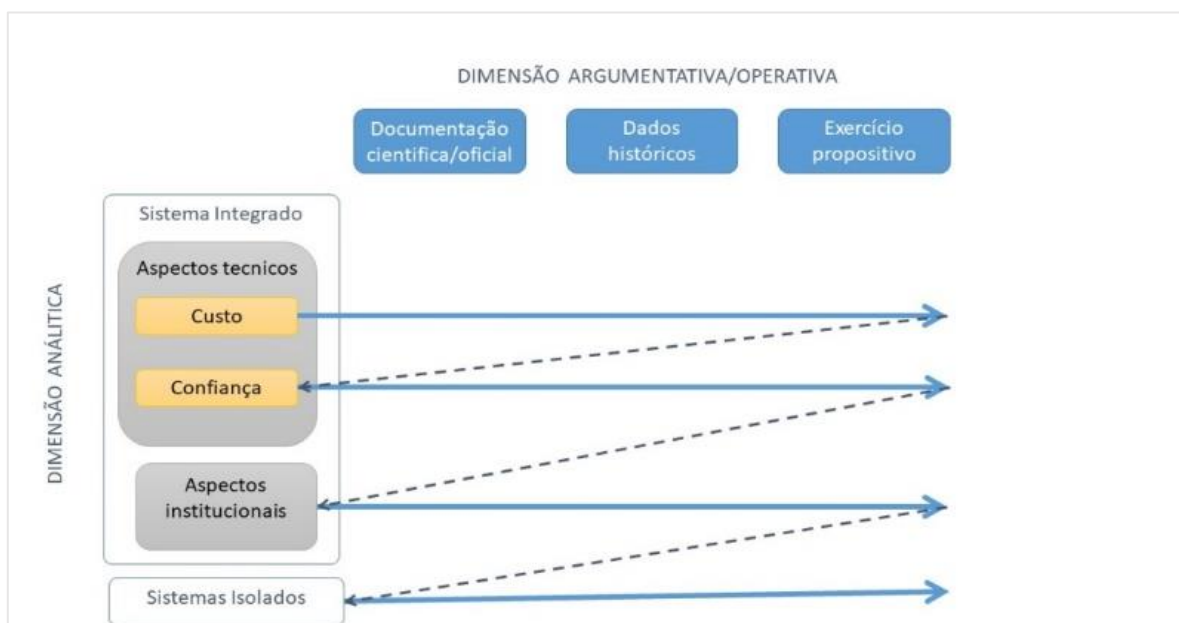
O caso estudado é o sistema elétrico brasileiro, abordado em quatro dimensões, sendo três acerca do sistema integrado e uma quarta acerca dos sistemas isolados. A tese investiga aspectos técnicos e institucionais do sistema integrado, onde os primeiros são entendidos como as estruturas tecnológicas que forjam a oferta e a demanda de energia elétrica, sendo abordados dois fatores críticos para a

energia solar em larga escala: os custos e a confiabilidade do sistema. A terceira dimensão refere-se aos aspectos institucionais, entendidos como o conjunto de principais agentes, normas e políticas públicas de alguma forma ligadas a implementação da energia solar em larga escala no sistema elétrico brasileiro. A quarta dimensão aborda os sistemas isolados identificando aspectos técnicos e institucionais da inserção de energia solar naquele contexto.

O Brasil foi o território escolhido para a realização de uma análise da implementação de energia solar em larga escala por apresentar taxas elevadas de crescimento do uso de energia, diversos recursos endógenos subaproveitados, em particular o recurso solar, e por ter um histórico relevante tanto nas discussões como nas ações de políticas climáticas globais.

A questão posta para os tomadores de decisão no planejamento energético brasileiro será, dessa forma, como atender ao crescimento da demanda de energia esperado, uma vez que a maior parte do potencial remanescente de aproveitamento hidrelétrico (atual principal fonte de fornecimento de energia de base) está em uma região ambientalmente muito sensível, que é a região Amazônica (Andrade Guerra et al., 2015; Malagueta *et al.*, 2013; Nogueira *et al.*, 2014; Schmidt *et al.*, 2016b), ao mesmo tempo que o Acordo de Paris exige uma trajetória futura do Planeta alinhado para um balanço neutro de emissões de GEE a meio do presente século.

Os três elementos usados para o processo argumentativo/operativo proposto incluem a documentação científica e oficial acerca do planejamento energético nacional, complementada com análise de dados históricos e finalizada com um exercício propositivo, como uma contribuição da tese em cada dimensão analítica. Esta abordagem está ilustrada na figura 1.2; para Dunleavy (2015) em uma tese há quatro padrões de explicações, a descritiva, a analítica, a argumentativa e uma mistura delas. Nesta tese, a opção é pela analítico-descritiva que usa as dimensões analíticas descritas e segue o fluxo documentação > dados > contribuição para cada dimensão.



Fonte de dados: (Dunleavy, 2015)

Figura 1.2 – Estrutura analítica da tese

1.2 Objetivo e questões de investigação

O objetivo da investigação é avaliar e discutir quando e como a inserção da energia solar em larga escala pode ser feita na matriz energética do Brasil, adotando uma visão sistêmica de planejamento energético, na sua vertente tecnológica e de sustentabilidade, e a respetiva transição regulatória. Preconiza-se a substituição de energia primária de origem fóssil pelo uso do recurso solar endógeno, com grande disponibilidade e potencial de expansão da sua utilização, como forma de mitigar as causas das mudanças climáticas ao mesmo tempo que garante a segurança energética.

A hipótese que orienta este trabalho é que a energia solar pode e deve ser usada em larga escala nos territórios onde o recurso está disponível. Esta tese busca testar esta hipótese de forma descritivo-prescritiva. A pesquisa pode ser subdividida em quatro partes. A primeira refere-se à viabilidade técnico-econômica no médio prazo do recurso energético para entregar os serviços energéticos necessários; a segunda trata dos mecanismos de incentivo necessários para a transição; a terceira investiga se a energia solar é viável para atender sistemas em modo ilha, mesmo em regiões com um regime pluviométrico elevado e constante. Para testar a hipótese, além de pesquisa bibliográfica, foram analisados os dados históricos acerca da evolução da viabilidade técnica e econômica da energia solar e sugeridas ferramentas para discussão sobre futuros desenvolvimentos.

O problema central tratado nesta tese é a compatibilização da demanda crescente por eletricidade com a descarbonização da economia respeitando limites ambientais. Para lidar com este desafio, o investimento em energia solar é uma tendência em um número cada vez maior de países. Considerando que é necessário aumentar a oferta de eletricidade, reduzindo as emissões de GEE e respeitando os limites ambientais, nomeadamente evitando o desmatamento de grandes áreas para a construção de hidrelétricas na Amazônia, a energia solar pode ser vista como uma alternativa.

Neste contexto, as seguintes questões de investigação são formuladas para orientar o desenvolvimento da investigação:

Q1 – Qual o potencial de custo-eficácia das tecnologias de aproveitamento da energia solar para o sistema energético brasileiro e como esse potencial alinha-se com os objetivos do Acordo de Paris?

Q2 – Quais os mecanismos de incentivo mais adequados para a promoção do investimento na energia solar em larga escala no sistema energético brasileiro?

Q3 – Qual o potencial da energia solar para assegurar o acesso à energia dos sistemas isolados no Brasil?

Pretende-se mostrar que a integração do recurso solar contribui para a segurança energética e sustentabilidade ambiental do sistema energético brasileiro, a médio e longo prazo. A tabela 1.1 traz uma síntese das questões de investigação e os respetivos método e a razão de seu uso.

Tabela 1.1 – Visão geral de objetivos, métodos da pesquisa e contribuições

Analisar a integração da energia solar em larga escala adotando uma visão sistêmica de planejamento energético e transição regulatória			
OBJETIVO GERAL	MÉTODOS		Contribuição
	Descrição	Racionalidade	
1) Qual o potencial de custo-eficácia das tecnologias de aproveitamento da energia solar para o sistema energético brasileiro para o alinhar com os objetivos do Acordo de Paris	Construção de um modelo de otimização do sistema de planejamento, considerando a energia solar, em diferentes cenários de custos da tecnologia	Avaliar quais as tecnologias de aproveitamento solar viáveis para o sistema brasileiro no médio e longo prazos	Barbosa, J.P., Dias, L., Simoes, S., Seixas, J. "When is the sun going to shine for the Brazilian energy sector? A story of how modelling affects solar electricity" submetida para Renewable Energy in novembro de 2019, está com "major reviews", a ser resubmetido a revista.
	Dados históricos regionalizados do Brasil e da Alemanha comparando a geração distribuída fotovoltaica e as interrupções de eletricidade.	Avaliar se a penetração da energia solar distribuída acarretou uma redução da qualidade do serviço de eletricidade	
2) Quais os mecanismos de incentivo mais adequados para a promoção do investimento na energia solar em larga escala no sistema energético brasileiro?	Pesquisa bibliográfica e análise processual dos leilões ocorridos para energia solar centralizada e de programas de outros países como benchmarks.	Avaliar estágio dos projetos contratados nos leilões solares. Propor mecanismos de incentivo baseados nos potenciais custo-eficazes encontrados no modelo de otimização	Barbosa, J.P., Saraiva, J.D. and Seixas, J. (2020), "Solar energy policy to boost Brazilian power sector", International Journal of Climate Change Strategies and Management, Publication date: 27 April 2020, https://doi.org/10.1108/IJCC-SM-07-2019-0039
3) Qual o potencial da energia solar assegurar o acesso à energia dos sistemas isolados no Brasil?	Revisão da literatura acerca da viabilidade do uso de energia solar em sistemas isolados na Amazônia. Identificação de experiências concretas de uso de energia solar em sistemas isolados em bases de dados oficiais e processos administrativos. Uso de modelo energético de simulação.	Perceber o estado da arte em termos de avaliação da viabilidade da energia solar em sistemas isolados na Amazônia por meio da revisão da literatura. Observar o que está em execução e ponderar caminhos de expansão futuros	Barbosa, J.P. Collaco, F., Seixas, J. "When 1% matter: solar energy to isolated systems in Brazil" em desenvolvimento para submissão ao Energy for Sustainable Development
Limitações da pesquisa: Utilização de um modelo de otimização que pressupõe previsão perfeita, sem considerar incertezas. Impossibilidade de realização de entrevistas com as comunidades atendidas por energia solar em sistemas isolados.			

1.3 Contribuição

A investigação que sustenta esta tese contribui para o debate sobre a mudança do atual paradigma hidrofóssil na geração de eletricidade brasileira para outro que inclua o uso, em larga escala, da energia solar no médio e longo-prazo, isto é, no horizonte até 2050. O trabalho pretende contribuir para o possível desenho de uma política pública clara para a implementação da energia solar em larga escala, no pressuposto do potencial da fonte nas fronteiras de expansão do sistema elétrico brasileiro que, até à data, não foi corretamente identificado.

Trata-se de um tipo de pesquisa "determinismo mecanicista", um conhecimento utilitário e funcional. Acrescenta-se aqui uma reflexão do "fazer científico" e o seu propósito como elemento de transformação. A transformação aqui seria da relação do homem com a natureza no sentido da viabilidade da existência humana no planeta. No âmbito do Tratado de Versalhes, no final da primeira guerra mundial, o economista John Maynard Keynes foi um dos representantes do governo britânico para negociar as condições da paz. Contudo, sua leitura científica da situação não prevaleceu e seus apelos para que a Alemanha não fosse tratada tão severamente do ponto de vista económico não

tiveram espaço. Ele acabou por se retirar da conferência e escreveu o livro “As Consequências Económicas da Paz” em 1919. Em uma passagem, ele, sem saber, antevê o que seria a região vinte anos depois quando diz: “Se a guerra civil europeia deve terminar com a França e a Itália usando abusivamente o poder momentâneo da sua vitória para destruir a Alemanha e a Áustria-Hungria, que jazem prostradas, estão convidando a sua própria destruição, por estarem tão profunda e indissolavelmente ligadas às suas vítimas, por vínculos económicos e espirituais ocultos. ” (Keynes, 2017). Não foi a ciência econômica de Keynes capaz de evitar a segunda guerra, mas será agora a ciência capaz de evitar a catástrofe das mudanças climáticas? Para que a humanidade não ultrapasse os limites físicos do Planeta que permitem sua existência é necessária uma mudança de paradigma. A inércia que caracteriza as mudanças de paradigmas será pequena o suficiente para permitir que a mudança ocorra em tempo útil?

O pragmatismo é a linha orientadora das contribuições deste trabalho. As contribuições esperadas vão ao encontro de elementos identificados como chave para a transposição de barreiras para a adoção da energia solar. A primeira contribuição será sob a forma de um modelo de regressão linear geral, ferramenta largamente usada na ciência econômica, que questiona, a partir de dados históricos, a escassa confiabilidade da fonte solar no que diz respeito a manutenção dos índices de qualidade dos sistemas elétricos. A segunda contribuição será sob a forma de um modelo do sistema energético brasileiro com uma perspectiva do potencial solar para 2050, focando essencialmente o custo-eficácia da tecnologia, ferramenta usada no campo da economia da energia. A terceira contribuição caminha no terreno das políticas públicas, fazendo uma análise de experiências nacionais e internacionais para sugerir elementos de uma política pública de energia solar, combinando as melhores práticas com o potencial custo-eficaz identificado anteriormente. Finalmente, a tese contribui para o aprofundamento do conhecimento que suporta o diálogo acerca do uso de energia solar em soluções híbridas de sistemas em modo ilha.

1.4 Estrutura da dissertação

A dissertação está estruturada em sete capítulos, dividido em três partes principais, conforme figura 1.3. Uma parte introdutória composta pelos três primeiros capítulos - este introdutório (capítulo 1), a revisão da literatura (capítulo 2) e a metodologia (capítulo 3), e complementado pela descrição do sistema elétrico que compõe o estudo de caso desta tese. A segunda parte inclui os três capítulos (capítulos 4, 5 e 6) que respondem às questões de investigação apresentadas e que sistematizam as respectivas contribuições, que constituem o *core* da dissertação. A terceira e última parte é composta pelo capítulo 7, que traz as conclusões e observações finais.

Capítulo 2 – Revisão da Literatura

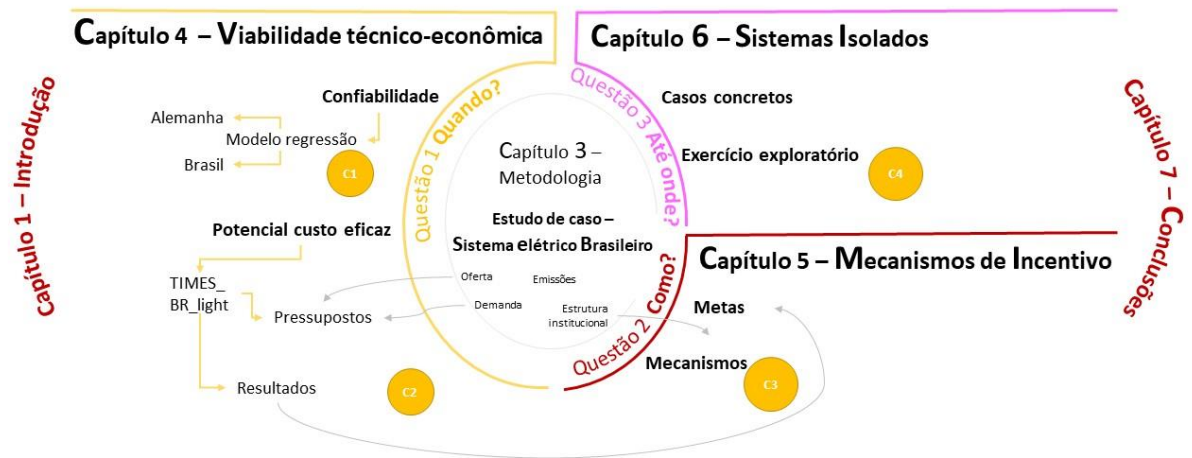


Figura 1.3 – Estrutura da dissertação

CAPÍTULO 2

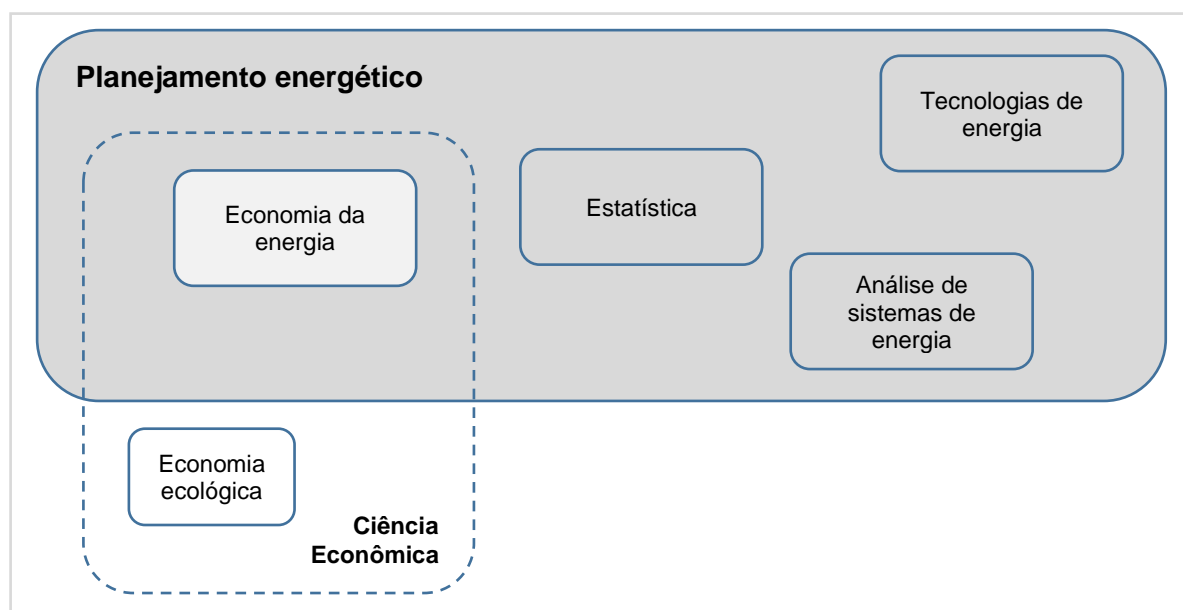
REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Enquadramento teórico

Esta tese foca o planejamento energético, um processo multidisciplinar de tomada de decisões de longo prazo com elevado grau de incerteza. As principais disciplinas envolvidas são a Economia da Energia, a Análise de Sistemas Energéticos, a Estatística, as Tecnologias de Energia. Conforme Jean Marie Martin, duas visões principais do planejamento energético se opõem - uma visão da ciência econômica da energia como um bem transacional seria ofensiva a um cientista treinado em princípios da termodinâmica como um físico ou um engenheiro. Enquanto o economista pode pensar na escassez medida em termos de preço, um físico poderá pensar em aspectos da energia em termos absolutos. Com o progresso do planejamento energético, estas duas áreas têm vindo a se aproximar, mas ainda permanece válida uma outra dicotomia apresentada pelo mesmo autor - o planejamento energético é composto por um conjunto de técnicas e ferramentas, mas também é um processo de arbitragem social, onde as escolhas dos agentes públicos e privados, individuais e coletivos encontram-se (UNESCO, 1983).

Considerando as diversas disciplinas envolvidas, esta tese tenderá à Economia da Energia, entendida como um ramo da ciência econômica aplicada. A economia da energia se interessa pelas partes do sistema energético quando a energia é uma *commodity* que tem um mercado e que pode ser transacionada a um dado preço (Boulding, 1973). A economia da energia se desenvolve como um ramo da ciência econômica do final dos anos setenta do século XX, período profundamente marcado pelas crises do petróleo; naquele momento ficou muito clara a importância da energia para o desenvolvimento econômico dos países (Bhattacharyya, 2011).

A figura 2.1 apresenta algumas das disciplinas envolvidas no processo de planejamento energético com destaque para a Economia da Energia, que é um ramo da ciência econômica, bem como a economia ecológica.



Fonte de dados: (UNESCO, 1983) adaptado

Figura 2.1 – Campo de pesquisa

Por ter forte preocupação com o caráter sistêmico e de longo prazo envolvidos nas decisões do setor energético, a Economia da Energia está próxima da Economia Ecológica, que cerca de 15 anos antes já trazia uma reflexão acerca da importância da mudança na visão da escassez de recursos, na limitação dos recursos, na mudança da visão de uma terra ilimitada e plana para uma esfera finita tanto em recursos como em sumidouros (Boulding, 1968). Não por acaso, o economista Kenneth Boulding tem textos seminais em ambas as disciplinas (Boulding, 1968, 1973).

A teoria da Economia Ecológica (Boulding, 1968) pontua que é necessário haver, pelo sistema econômico, uma internalização do conceito de terra esférica, finita, vinda da Grécia Antiga. A não transição do paradigma de terra plana para terra esférica do ponto de vista conceitual, contudo, foi o pano de fundo conceitual da prática exploratória de recursos da segunda metade do século XX, que foi exatamente o período da *grande aceleração* (Steffen *et al.*, 2007).

Enquanto um ramo da Ciência Econômica, a Economia da Energia ocupa-se da alocação de recursos escassos. Ocupa-se da oferta e da procura em uma visão de Microeconomia, como também ao nível dos investimentos, financiamentos e relações entre países e regiões como abordagem Macroeconômica. Além disso, este ramo tem estado focado nos assuntos específicos da indústria de Energia que foram evoluindo ao longo dos anos (Bhattacharyya, 2011). Seguiu-se aos choques do petróleo uma grande sede de conhecimento acerca da previsão e projeção dentro dos sistemas energéticos quando ficou constatada a incapacidade do sistema de planejamento à época de prevenir tais choques (Percebois, 1989). Na visão de Griffin & Steele (1980) foi o embargo do petróleo árabe de 1973 (1º choque do petróleo) que institucionalizou a questão da energia e clarificou as responsabilidades².

Nos anos 70, era fundamental entender a indústria de energia, em especial a ligada ao petróleo, sendo a substituição energética a principal preocupação além de alguns aspectos das energias renováveis e do planejamento integrado com ênfase nos países em desenvolvimento. Nos anos 80, crescem as preocupações ambientais com o uso da energia e do desenvolvimento econômico nas escalas local, regional e global. Os anos 90 foram marcados inicialmente por um processo de liberalização dos mercados de Energia, embora as questões ligadas às mudanças climáticas e ao meio ambiente também fossem preocupações; no final da década, o novo modelo mostra sinais de necessidade de revisão. A primeira década do século XXI traz uma elevação dos preços do petróleo e uma preocupação crescente com a escassez, além da discussão entre os modelos de intervenção estatal versus o mercado liberalizado para Energia (Bhattacharyya, 2011). A segunda década do século XXI, certamente, é marcada pelo crescimento exponencial da geração de eletricidade renovável: entre 2010 e 2017, a geração de eletricidade de fontes renováveis cresceu 47% (IRENA, 2019c), com forte incentivo estatal, alicerçada na necessidade de redução dos impactos da geração e do uso de Energia no equilíbrio climático do planeta. Esta década é marcada, assim, por um amadurecimento de

² “After the Arab oil embargo of 1973 the energy issue was institutionalized and responsibilities were more definitively assigned”(Griffin & Steele, 1980).

tecnologias renováveis com expressivos aumentos na taxa de aprendizagem das tecnologias³ - entre 2010 e 2017 a Energia Solar teve uma taxa de aprendizagem de 44% e a Energia Eólica de 18%⁴. Há uma preocupação com a descarbonização da mobilidade e os consumidores finais passam a deixar de ser vistos como agentes passivos do sistema.

A Energia como bem econômico possui peculiaridades tanto no que diz respeito a sua oferta quanto no que diz respeito à sua procura. Do ponto de vista da oferta, o setor energético é bastante complexo pois é altamente intensivo em capital, com investimentos de longo prazo de maturação, tamanho discreto das unidades de produção (solar e eólica são mais modulares) e economias de escala (Bhattacharyya, 2011). Do ponto de vista da demanda, a energia é peculiar por ser necessária em praticamente todos os processos produtivos de bens e serviços. Adicionalmente, do ponto de vista das famílias, a inelasticidade renda da demanda de eletricidade testada por (Raphael Branch, 1993) é uma característica do padrão de consumo vigente seja nos países desenvolvidos seja nos países em desenvolvimento, padrão este fortemente intensivo em energia. Para Bhattacharyya (2011) a elasticidade preço da demanda nas famílias é inelástica ou elasticidade muito baixa no curto prazo, dado o estoque de capital (equipamentos) disponível mas tende a ser mais elástica no longo prazo onde as decisões de estoque de capital podem ser revistas⁵.

As decisões tomadas hoje com relação às estruturas energéticas são de longo prazo, mesmo que seja fragmentado o nosso conhecimento das evoluções prováveis e das rupturas possíveis⁶ (Percebois, 1989). Para Jean Marie Martin (1992), a Economia da Energia é aquele ramo da ciência econômica que estuda as condições pelas quais as necessidades podem ser satisfeitas pela produção e troca de diversas fontes de energia tecnicamente exploráveis⁷. O mesmo autor destaca o fato dos bens dos quais trata a Economia da Energia serem bens fisicamente heterógenos (líquidos, sólidos, gasosos, eletricidade) bem como os serviços que eles podem proporcionar (iluminação, climatização de espaços, deslocação de pessoas e mercadorias, produção de força motriz e redução de certos minerais). A unidade destes bens seria dada portanto pelo fator econômico, pela característica de substituíbilidade (Pinto Junior *et al.*, 2007). Em outras palavras, são bens que tem como característica a possibilidade de converter a energia de uma forma em outra, peculiar a certos recursos naturais ou certos bens.⁸ São as duas primeiras leis da termodinâmica, conservação e degradação da energia, que explicam esta

³ A taxa de aprendizagem mede a velocidade de redução dos custos das tecnologias em função do ganho de escala, ou seja, do crescimento da sua capacidade instalada.

⁴ Cálculos da autora com base em (Bento, 2010) p.223 e dados de (IRENA, 2019a, 2019c).

⁵ Calculando a elasticidade preço da demanda residencial de eletricidade no Brasil com dados de (EPE, 2019c) e a fórmula de (Bhattacharyya, 2011) $e_t = \frac{\Delta EC_t / EC_t}{\Delta I_t / I_t}$, onde **EC** é consumo de energia e **I** é a variável a qual a energia

é elástica ou inelástica ou seja mais ou menos sensível a variação. O resultado encontrado usando o consumo de eletricidade no setor residencial no Brasil e o preço da eletricidade no mesmo setor indica que entre 1973 e 2018 a elasticidade preço da eletricidade seria **3.85** ao passo que entre 2014 e 2018 a elasticidade seria de **0.29**.

⁶ "Le paradoxe des structures energetiques tient au fait qu'il faut faire des choix qui engagent le très long term alors meme que notre connaissance des evolutions probables et des ruptures possibles est bien fragmentaire" (J Percebois, 1989)

⁷ "...l'économie de l'énergie, c'est-à-dire des conditions auxquelles les besoins peuvent être satisfaits par la production et l'échange des diverses sources d'énergie techniquement exploitables"

⁸ "Celle-ci tient à la possibilité de convertir les unes dans les autres toutes les formes d'énergie (thermique, mécanique, chimique, rayonnante, électrique)." p.6 (Martin, 1992)

possibilidade de conversão. A primeira lei da termodinâmica diz que a energia não pode ser criada, nem destruída, ela apenas é convertida de uma forma em outra forma de energia. A segunda lei da termodinâmica diz que ao passar de uma forma para outra a energia se degrada, sendo a entropia crescente.

Boulding (1972) vai além desta conceituação da Economia da Energia, pontuando três características da energia que tornam os problemas da Economia da Energia mais difíceis, seriam eles: primeiro, o fato de normalmente ser um bem intermediário e não final de satisfação das necessidades; em segundo lugar, a energia é demandada em lugares e em tempos específicos, o que implica transporte e armazenagem; uma terceira característica apontada pelo autor é a questão de chegar à exaustão de algumas fontes de energia. O autor provavelmente, quando escreveu o artigo citado, ainda não estava influenciado pelo primeiro choque do petróleo que ocorreu naquele mesmo ano. Destaca que em outros momentos do desenvolvimento da humanidade os recursos não renováveis foram usados de forma tão intensiva que levaram ao colapso de algumas sociedades. Boulding ressalta que os sinais de preços devem traduzir a escassez dos bens e que novas descobertas devem ser valorizadas no que ele chamou de recursos “*nonexhaustible*”.

A energia, sendo essencial ao bem estar econômico e social das nações, foi ganhando centralidade nas discussões de políticas regionais, nacionais e globais e, conseqüentemente, a referência aos modelos energéticos, antes um território exclusivo de grupos específicos de planejamento, cresceu e foi sendo usada de forma muito mais extensiva em diversos setores para previsão, formulação e implantação de políticas públicas (Hoffman & Wood, 1976). Esta expansão dos modelos energéticos também foi registrada por Fischer (1979) ao dizer que o Departamento de Energia dos Estados Unidos já usava, na época, cerca de 70 modelos energéticos. Para o autor, tais modelos, muitas vezes, eram tidos pelos elaboradores de políticas públicas como opacos em suas estimativas e vieses, além da visão de que os cenários não guardavam grande aderência à realidade deles.

Hoffman & Wood (1976) pontuam que os modelos energéticos são formulados usando métodos teóricos e analíticos de diversas disciplinas incluindo Engenharia, Economia, Pesquisa operacional e Ciência da Administração⁹. Ainda segundo os autores, o planejamento energético, assim como outros tipos de planejamento, pode ser de três tipos: político, estratégico e tático. Estes por sua vez servem para auxiliar principalmente três tipos de tomadores de decisões: as agências reguladoras, os responsáveis pela política industrial e os responsáveis pelas políticas de pesquisa e desenvolvimento. A escolha do modelo deve seguir, então, o objetivo que se tem em sua utilização.

Uma das abordagens possíveis do sistema energético em termos de modelagem é uma descrição de rede (*network*) onde estão identificadas todas as características técnicas, econômicas e ambientais de todos os processos envolvidos na oferta e utilização do recurso energético (Hoffman & Wood, 1976). Esta abordagem é conhecida como *Reference Energy System* - RES e foi proposta por Kenneth Hoffmann em 1972. Anteriormente, a modelagem energética baseava-se em uma descrição do sistema energético apenas pelo balanço energético. Vale a pena destacar, também, que foi exatamente no

⁹ “Energy System models are formulated using theoretical and analytical methods from several disciplines, including engineering, economics, operational research ,and management science”(Hoffman & Wood, 1976)p1.

laboratório onde ele trabalhava, o *Brookhaven National Laboratory*, que foi desenvolvido um dos modelos pioneiros na integração de variáveis de energia e economia usando RES e programação linear com o BESOM (*Brookhaven Energy System Optimization model*) (Bhattacharyya, 2011). A família de modelos do tipo MARKAL derivou desta primeira iniciativa. A abordagem de RES pode se tornar mais complexa com a adição de novas tecnologias mas a vantagem fundamental é a habilidade de aplicar técnicas de otimização para configurações alternativas do sistema energético dada uma determinada demanda (Bhattacharyya, 2011).

A revisão da literatura é composta de quatro partes, além deste enquadramento teórico. Primeiramente foi feita uma revisão acerca das ferramentas existentes para a construção dos modelos de planejamento energético seguida por um detalhamento dos modelos desenvolvidos para o planejamento energético de longo prazo no Brasil para perceber o papel projetado para energia solar bem como os pressupostos que o embasam. A terceira parte da revisão da literatura identificou barreiras de implementação de energia solar em larga escala. Nestas três partes da revisão da literatura as perguntas de fundo eram se a energia solar em larga escala seria viável no Brasil e quando, no âmbito do grande Sistema Interligado Nacional (SIN). A pergunta acerca da viabilidade da energia solar é retomada na quarta parte da revisão da literatura, aplicada aos sistemas isolados na Amazônia, onde são usadas ferramentas de revisão sistemática de literatura tendo como questão de partida exatamente se a energia solar seria viável para atender os sistemas isolados na Amazônia.

2.2 O papel dos modelos energéticos no planejamento energético

Um sistema energético inclui diversas componentes que interagem entre si, como o tipo de tecnologias usadas desde a extração/importação/exportação das fontes primárias até a conversão em serviços de energia, incluindo naturalmente a disponibilidade de recursos de energia primária endógenos. A cada tecnologia usada está associada uma série de custos, desde sua instalação/implementação, custos de manutenção, custo de combustíveis e de descomissionamento¹⁰. Também está associada uma eficácia que mede o percentual de energia primária que foi convertido em energia secundária, em geral em centros de transformação. Após a conversão, ainda fazem parte do sistema energético: a estrutura de transmissão, a distribuição da energia até aos utilizadores finais e as tecnologias de uso final.

A procura por energia depende do comportamento dos consumidores, além das opções tecnológicas de utilização desta energia. A energia, todavia, não é um bem comum em termos econômicos - o seu consumo, seja na forma ou na quantidade, é afetado por diversas assimetrias de informação, especialmente no que diz respeito à relação intergeracional. Estas características do bem econômico: “energia” ensejam a estruturação de um conjunto de políticas públicas voltadas para a produção e o consumo de energia atual e futuro.

Para avaliar a evolução futura destes sistemas energéticos em contexto de incerteza são desenhados cenários pontuais ou possibilidades alternativas em pontos específicos, mas, se as alternativas são

¹⁰ Descomissionamento é usado para a desconstrução de uma planta de geração de eletricidade.

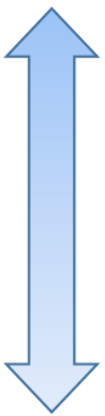
opostas, os formuladores de política pública veem-se perante dilemas complexos. Para uma melhor compreensão dos conjuntos de cenários possíveis e as suas consequências, surgem os modelos de planejamento energético (Kanudia & Loulou, 1998). Modelos de planejamento energético são usados, por exemplo, no desenvolvimento de estratégias para compreender os impactos técnicos e econômicos de investir em uma participação maior de energias renováveis, especialmente no setor elétrico (Mathiesen *et al.*, 2015).

Em um modelo de planejamento energético são adotadas simplificações para representar os vetores de energia tanto do ponto de vista temporal quanto espacial e tecnológico. Por exemplo, na escala temporal, o modelo pode representar as interações por hora ou usar períodos específicos como, por exemplo, os dias da semana e de final de semana, ou os dias em diferentes estações do ano e em horas de maior consumo, ou horas de menor consumo. Estes períodos são denominados *timeslices*. Do ponto de vista territorial, todos os dados de produção e consumo de uma determinada região podem ser tratados como similares, ou todas as plantas de geração elétrica de um determinado tipo podem ser consideradas de forma equivalente. O nível de abstração e detalhamento depende de modelo para modelo, consoante os objetivos que se pretende atingir e do nível de informação disponível.

Os modelos energético-econômico-ambientais têm sido usados largamente para a elaboração de políticas energéticas e climáticas; além de considerar os aspectos dos sistemas energéticos descritos anteriormente, eles também consideram os impactos que estes sistemas energéticos tem sobre um ou mais elementos do meio ambiente, frequentemente as emissões de gases de efeito estufa (Fortes *et al.*, 2014). Os governos têm adotado ferramentas deste tipo com objetivo de garantir a segurança do fornecimento de energia, com a mitigação da mudanças climáticas e/ou custos cambiais (Østergaard, 2015). Em geral estes modelos tem sido usados para ajudar os formuladores de políticas públicas em suas decisões fortemente ligados às mudanças climáticas (Simoes *et al.* 2015).

Existem dezenas de ferramentas para a formulação de modelos de planejamento energético, elaboradas por diversas instituições de pesquisa, e que podem ser classificadas de diferentes maneiras. Uma delas refere o tipo *bottom-up* ou *top-down*; o primeiro caso parte do detalhamento do setor energético para chegar à integração dos sistemas energético e econômico e o segundo usa modelos econômicos agregados para identificar os componentes do setor energético, como explicado por Fortes *et al.* (2014). Outra forma de classificar as ferramentas é adotada por Pina *et al.* (2013) e classifica os modelos em micromodelos e macromodelos, consoante o grau de detalhamento e abrangência. Collins *et al.* (2017) classifica as ferramentas em três tipos: modelos ao nível das unidades de geração e despacho (*UCED – Unit Commitment and Economic Dispatch*), modelos energéticos de otimização de longo prazo (*ESOM – Energy System Optimization Models*) e modelos integrados (*IAM – Integrated Assessment Models*). A Figura 2.2 mostra como os modelos destas três famílias lidam com a escolha entre detalhamento e abrangência.

Connolly *et al.* (2010), ao analisar 37 ferramentas para a elaboração de modelos de planejamento energético, classifica-os inicialmente em ferramentas de sistemas energéticos nacionais e ferramentas com um foco específico; dentro de cada tipo, as ferramentas são classificadas em ferramentas de simulação passo a passo, amostras de períodos dentro do ano e ferramentas de cenário.



	Tipo de Modelo	Representação temporal	Representação técnica	Representação espacial	Horizonte temporal
Maior detalhe	UCED - MODELOS DE DESPACHO	Por minuto ou intervalos horários, todos os intervalos dentro do horizonte são considerados	As características técnicas detalhadas no sistema ao nível de cada planta	Representação nodal com fluxo da carga em corrente contínua ou a negociação baseada em representação da rede	1 ano
	ESOM - MODELOS DE LONGO PRAZO	Entre 4 e 48 intervalos de tempo (timeslices) para representar variações por estação do ano, por semana e dia na oferta e na demanda. A tecnologia não é sempre mantida.	As tecnologias são caracterizadas pelos combustíveis primários consumidos a uma eficiência nominal. As limitações do sistema tipicamente comprometem apenas o equilíbrio entre demanda e oferta e a necessidade de capacidade de back up.	Restrita a países específicos. Limitações de capacidade transfronteiriças são tipicamente consideradas via representações da rede baseadas no comércio. Para modelos globais, a resolução temporal é geralmente mais baixa.	20 anos
Maior abrangência	IAM - MACRO MODELOS	Normalmente anos com modelos típicos incluindo entre 4 e 10 timeslices		Custos de rede e efeitos de agrupamento não podem ser explicitamente calculados mas podem ser considerados em equações estilizadas e na parametrização do modelo	50 anos

Fonte de dados: (Collins *et al.*, 2017)

Figura 2.2 – Comparação do nível de detalhes dos tipos de modelo

Uma classificação bastante detalhada dos modelos de sistema energético foi elaborada por Hall & Buckley (2016), onde são propostas 14 categorias divididas em três blocos: o primeiro diz respeito ao propósito e à estrutura do modelo, o segundo diz respeito a questões técnicas e o terceiro a abordagem matemática utilizada. O foco do estudo é o Reino Unido, onde foram identificados quase 100 modelos energéticos aplicados àquele país; foram pesquisados 110 trabalhos e, em 22 deles, foi aplicada a matriz de classificação proposta no estudo.

Després *et al.* (2015) também tratam da tipologia dos modelos e ultrapassam a comparação “*bottom-up versus top-down*”, “*simulação versus otimização*” ou “*ESOMs versus UCEDs*”, mas não de forma tão detalhado como o trabalho citado anteriormente. Nesta tipificação, os modelos energéticos podem variar conforme o contexto e o posicionamento da ferramenta e conforme características temporais; no primeiro caso, varia a lógica do modelo e as escolhas de representação e, no segundo, o passo e o horizonte.

A principal conclusão encontrada nos trabalhos que se propõem avaliar diversos modelos energéticos é que a escolha do melhor modelo está diretamente relacionada com o objetivo do estudo em questão, não havendo um único modelo que consiga abranger todas as nuances e desafios do planejamento energético. Por meio deste tipo de modelos é possível traçar cenários futuros para um sistema energético, seja uma trajetória de continuidade da evolução dos determinantes do setor energético (população, PIB, política regulatória), seja para traçar cenários alternativos da trajetória. A diferença entre modelos de simulação e de otimização é que o primeiro apresenta um largo espectro de possibilidades futuras conforme um alargado conjunto de parâmetros determinados de forma exógena. Os modelos de otimização, por outro lado, buscam a determinação de um cenário único, em geral de previsão perfeita do mercado e agentes racionais, levando em conta a minimização dos custos totais

para o sistema a longo prazo incluindo as relações entre as cadeias de conversão de energia e o setor energético (Soria *et al.*, 2016).

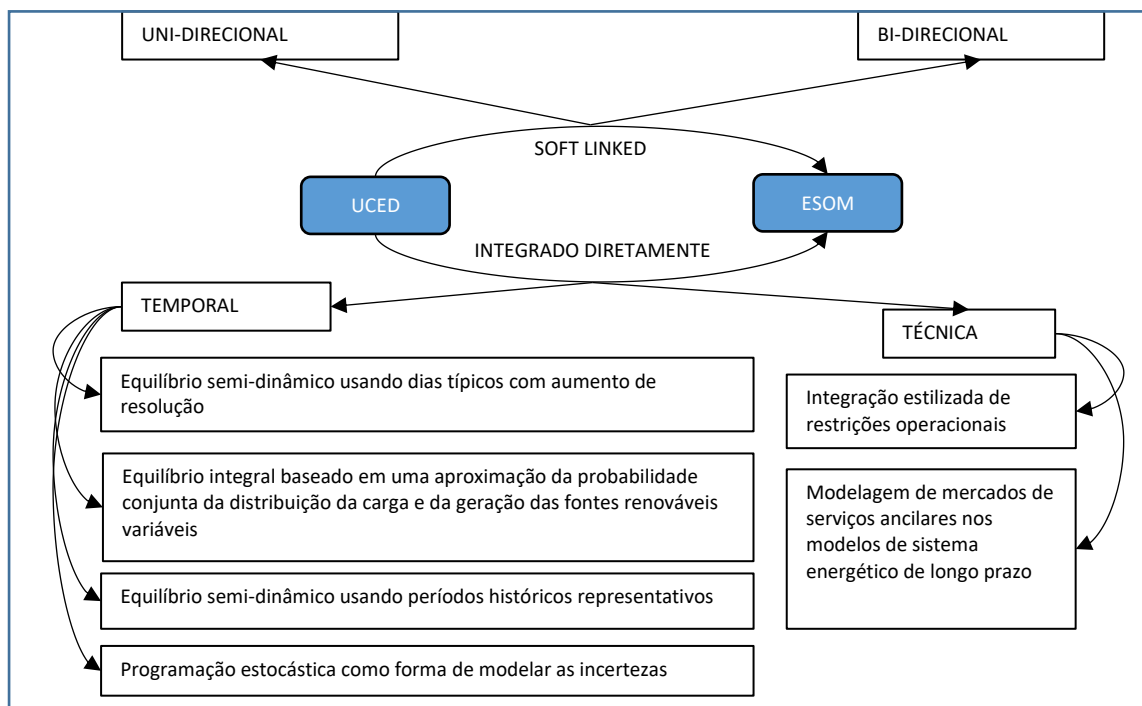
Pfenninger *et al.* (2014) sintetizam quatro grupos de desafios com os quais os modelos de planejamento energético precisam lidar em um contexto em que a maior motivação passa a ser, além da segurança, também a questão climática. Os desafios são: resolver os detalhes no tempo e no espaço, incerteza e transparência, complexidade e otimização nas diversas escalas e, capturar a dimensão humana.

Diante do crescimento da participação das energias renováveis, eólica e solar, as ferramentas para a construção de modelos de sistemas energéticos têm enfrentado novos desafios: como conseguir capturar as peculiaridades destas fontes em modelos de planejamento de longo prazo? Como ter uma perspectiva de investimento de médio e longo prazo para estas tecnologias que demandam um maior investimento inicial? Muitos trabalhos têm sido feitos no sentido de equacionar estas questões; Collins *et al.* (2017) avaliam duas possibilidades: por meio de integração de mais informações detalhadas em modelos tipo ESOM ou por meio da hibridização de modelos UCED e ESOM, ou seja, o uso de dois modelos de tipos diferentes com alguma forma de integração. Estes autores fazem a avaliação das vantagens e desvantagens de cada tipo de solução - a própria hibridização pode ser feita de diferentes maneiras a depender da via temporal (maior granularização) ou tecnológica. A figura 2.3 mostra as diferentes soluções encontradas pelos autores no *trade-off* “detalhamento” versus “abrangência”.

Um exemplo de integração de modelos pode ser encontrado em Pina *et al.* (2013), onde são usados o TIMES e o ENERGYPLAN como forma de aumentar a capacidade de “percepção” dos modelos sobre os resultados de uma maior participação das fontes de energias renováveis variáveis em Portugal. Esta metodologia de integração usa o EnergyPlan como ferramenta de despacho¹¹. Deane *et al.* (2012) demonstram uma integração do tipo *softlink* unidirecional entre os modelos TIMES e PLEXOS mostrando o passo a passo da integração. Já Fichter *et al.* (2017) optam por adotar em um único modelo o detalhe das unidades produtoras em um planejamento de longo prazo com foco no *Concentrated Solar Power* (CSP), este modelo do sistema elétrico usa programação linear integrada mista e chama-se REMIX-CEM-B (*Renewable Energy Mix for Sustainable Electricity Supply-Capacity Expansion Model*).

O REMIX também foi usado recentemente para testar cenários de integração das energias renováveis variáveis à escala europeia (Scholz *et al.*, 2017) em diferentes *mix* de eólica e de solar, com diferentes graus de penetração e diferentes taxas de carbono. Neste caso, a energia solar está separada em PV e CSP para que o modelo possa capturar o papel do CSP com armazenamento na disponibilidade para despacho no sistema, mostrando-se custo eficaz tanto como fonte de energia renovável como fonte de estabilização do sistema. Os cenários com maior participação solar, contudo, ainda mostram custos de integração mais elevados do que aqueles com maior participação eólica.

¹¹ Sem entrar no mérito do conjunto de equações desta metodologia, a ferramenta foi desenvolvida com propósitos diferentes, o propósito da ferramenta EnergyPlan é realizar simulações de longo prazo do sistema energético de um país ou região como um todo (Østergaard, 2015) e não detalhar ao nível de cada planta qual é o padrão de produção.



Fonte de dados: (Collins *et al.*, 2017)

Figura 2.3 – Formas de integração de modelos de sistemas energéticos

No Brasil, Malagueta et al. (2013) buscaram identificar possíveis formas de integração da Concentrated Solar Power (CSP) na matriz elétrica brasileira do ponto de vista teórico, usando a ferramenta de otimização MESSAGE. As suas sugestões práticas são genericamente “incentivos a pesquisa e ao desenvolvimento tecnológico”.

O modelo MESSAGE foi usado no Brasil no Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007a) para traçar os cenários futuros para o setor energético pelo lado da oferta de energia. No Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (EPE, 2017d) é feito um *softlink* entre um sistema de planejamento do investimento chamado de Modelo de Decisão de Investimento (MDI) desenvolvido dentro da Empresa de Pesquisa em Energia (Brasil) e o NEWAVE que é um modelo de operação, com objetivo de ter atendida a carga horária e de pico do sistema interligado nacional.

O modelo MARKAL é o resultado de uma cooperação multinacional de quase vinte anos e é considerada por Hall & Buckley (2016) como a ferramenta predominante para o desenvolvimento de modelos energéticos de longo prazo. É um modelo matemático de um sistema energético para estimar a dinâmica da energia em um horizonte temporal com vários períodos, tem grande riqueza no detalhamento das tecnologias e pode referir-se a uma ou várias regiões (Loulou *et al.*, 2004). O sucessor do MARKAL é o TIMES - eles têm em comum a característica tecnológica, o equilíbrio parcial dinâmico dos mercados de energia e, em ambos, a programação linear é usada para maximizar o excedente dos consumidores e produtores, além de os dois aceitarem diferentes recortes regionais. As principais diferenças entre os dois modelos são a flexibilidade (dos horizontes temporais, das *timeslices* e da descrição dos processos), o ano de entrada em operação (*vintage*) dos processos e características ambientais como de forma endógena da concentração de CO₂ que está presente no TIMES e não estava no MARKAL (ETSAP, 2008).

Em Portugal um modelo TIMES foi usado em vários estudos de suporte a políticas públicas, como o Programa Nacional para as Alterações Climáticas, permitindo identificar configurações futuras custo-eficazes do sistema energético e os respectivos custos de investimento das diferentes tecnologias, tendo em vista a sua descarbonização (Agência Portuguesa do Ambiente, 2015). O modelo também foi usado na construção do Roteiro para a Neutralidade Carbônica 2050 (Resolução Do Conselho de Ministros 107/2019, 2019).

2.3 Modelagem energética e a energia solar no Brasil

Embora diversos estudos tenham sido feitos no Brasil no que diz respeito ao planejamento energético, a visão dos mesmos com relação a energia solar está alinhada àquela expressa no Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007a), que considera uma participação marginal desta fonte na matriz até 2030: “Assim parece razoável prever-se, para o Brasil, o aproveitamento desta tecnologia **após** o horizonte do Plano(2030)” (EPE, 2007b, grifo da autora). Esta visão se contrapõe com a tendência mundial conforme o *World Energy Outlook* 2015, da Agência Internacional de Energia, que considera a viabilidade desta fonte (IEA, 2015). O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 considera uma expansão para a fonte solar mas, ainda assim, a participação da fonte poderá chegar a 2,52% na matriz elétrica em 2026 (EPE, 2017d).

A energia solar fotovoltaica centralizada vem sendo estudada no Brasil, mas de uma forma geral tem sido descartada como alternativa factível. Uma exceção é o trabalho de Schmidt *et al.* (2016b), em que usa um modelo matemático de simulação e otimização para mostrar que a utilização relevante de energia solar na matriz elétrica brasileira (37%) elevaria o grau de segurança do abastecimento de eletricidade e que a probabilidade de cortes de energia elétrica em um cenário com expansão apenas hidrotérmica seria dez vezes maior. Esta metodologia de caráter exploratório, contudo, não considera dois fatores muito relevantes: o custo associado às tecnologias e o detalhamento horário.¹²

E se a energia solar tem um papel marginal no sistema de energia no Brasil no futuro devido a maneira como tem sido considerada nos exercícios de modelagem de planejamento energético? Para confirmar ou refutar esta hipótese é feita uma revisão da literatura sobre como a energia solar tem sido avaliada sistematicamente em modelos energéticos no Brasil.

Esta seção apresenta uma revisão de 89 artigos científicos sobre modelagem de energia solar para o Brasil, considerando as premissas e abordagens usadas para a energia solar e avaliando como elas estão afetando o potencial da energia solar no sistema energético brasileiro. A revisão da literatura foi realizada em três etapas: definição de um protocolo de pesquisa, seleção de artigos relevantes e de relatórios oficiais de órgãos nacionais e internacionais sobre a implantação da energia solar em grande escala no Brasil e avaliação de acordo com quatro critérios considerados explicativos para a adequabilidade dos pressupostos que afetam a implantação da energia solar. Os quatro critérios usados foram os pressupostos de cada modelo acerca dos custos de investimento da energia solar, o

¹² O recurso solar é identificado usando dados de satélite, reanálise e validados com os dados diários das estações meteorológicas do INPE.

potencial de implementação da tecnologia solar, o potencial de expansão hidrelétrica e o papel futuro do carvão na matriz elétrica.

A figura 2.4 mostra o protocolo de pesquisa bem como a lista com a motivação de rejeição e o número de artigos rejeitados em cada categoria, o número final de artigos e documentos oficiais analisados.

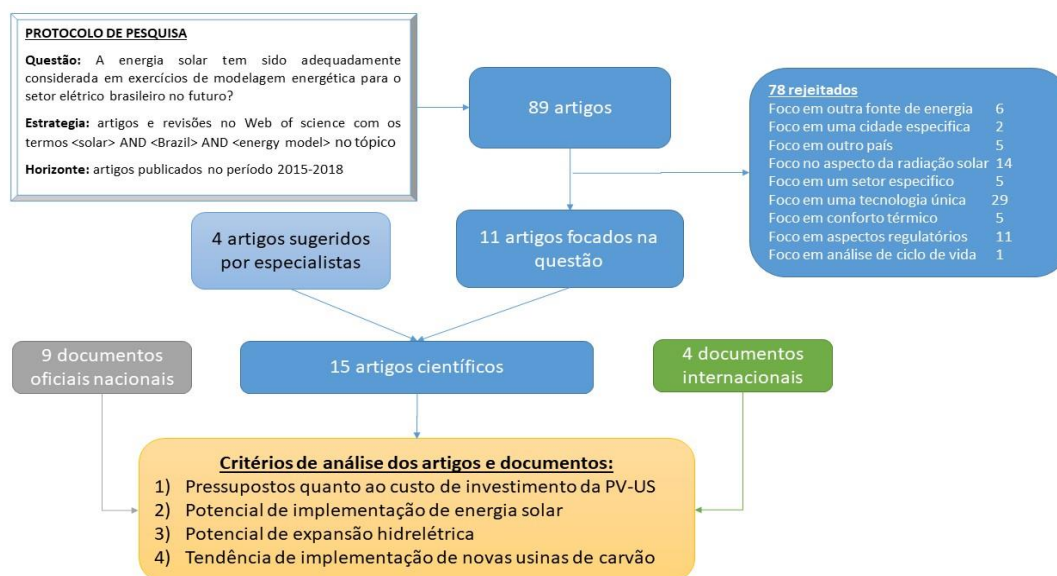


Figura 2.4 – Estrutura da revisão sistemática sobre energia solar nos modelos de energia brasileiros

O protocolo assenta numa questão de pesquisa, numa estratégia de pesquisa (palavras-chave) e num horizonte temporal. A revisão da literatura pretende responder à seguinte pergunta de pesquisa: “A energia solar é adequadamente considerada em exercícios de modelagem energética no setor elétrico brasileiro para o futuro?” A estratégia de pesquisa foi buscar no tópico dos artigos, três palavras-chave <solar>, <Brazil> e <energy model> na plataforma *Web of Science*. Foram identificados 89 artigos potencialmente relevantes publicados entre 2015 e 2018, tendo sido selecionados 11 artigos adequados ao propósito da revisão. Adicionalmente, foram incluídos quatro artigos publicados fora do intervalo, considerados especialmente relevantes, sugeridos por especialistas da área. Por fim, testou-se a adequação dos resultados obtidos a partir da análise das publicações científicas, comparando-os com os pressupostos usados nos modelos de relatórios oficiais relacionados.

A análise dos resultados da revisão será discutida nas próximas seções e está resumida na tabela 2.1 que mostra os quinze artigos com três grupos de informação. Um grupo de informações sobre o horizonte temporal e a ferramenta usada para modelação, a segunda parte com os valores disponíveis para os quatro parâmetros tidos como explicativos de uma baixa penetração de energia solar (custo de investimento em geração solar fotovoltaica centralizada, potencial de solar e de hídrica e tendência de uso do carvão). A terceira parte da tabela apresenta os principais resultados de cada trabalho no que diz respeito a entrada de energia solar especialmente.

Tabela 2.1 – Resultado da revisão de literatura sobre modelos no Brasil

Referência	Modelo	TEC NOL OGI A	Ano final	Critério				RESULTADOS
				CAPEX PV-US (US\$/kW)	Potencial de energia solar (GW)	Potencial hidrelétric o (GW)	Tendência do uso de carvão	
(Barbosa, <i>et al.</i> , 2017)	LUT	PV	2030	634	153282	120	inexistente	O trabalho considera que seria possível um atendimento integral da demanda de eletricidade na América do Sul e Central com fontes renováveis, dependendo dos níveis de integração setorial e geográfico. Vai além do sistema elétrico incluindo dessalinizadores e eletrolise para geração de gás. No cenário elétrico, o PV seria principal fonte
(Breyer <i>et al.</i> , 2018)	LUT	PV	2050	1278-301	nd	estável	decrecente	A energia solar poderia representar 69% da matriz elétrica mundial em 2050, considera grande descarbonização do setor elétrico como a solução mais eficiente. No Brasil seria 63% da geração, com um período de LCOES estável seguido por expressivo declínio
(Oliveira <i>et al.</i> , 2016)	MESSA GE	PV e CSP	2050	nd	577-757	nd	crescente	O PV não aparece nos resultados e o CSP aparece como sendo uma tecnologia que surge no caso de elevadas taxas de carbono e são consideradas de baixo impacto em termos de redução das emissões..
(Fichter <i>et al.</i> , 2017)	REMIX	PV e CSP	2050	4300-1300	nd	estável NE	crescente	Não considera expansão do PV em utility scale por ser uma tecnologia cara. A tecnologia que cresce mais seria a eólica no Nordeste de depois de 2040 a CSP híbrida com biomassa. Modela apenas a região nordeste do Brasil.
(Gils <i>et al.</i> , 2017)	REMIX	PV e CSP	2050	578	ilimitada	109	decrecente	Avalia a possibilidade de geração totalmente renovável no sistema elétrico brasileiro e considera que a expansão do eólico e do solar é mais custo eficaz do que a hídrica. A energia solar atenderia entre 18e 26% da carga, a hídrica ainda seria a principal, há uma determinação exógena do potencial hídrico.
(Lucena <i>et al.</i> , 2016)	MESSA GE, TIAM, POLES, EPPA, GCAM, Phoenix	PV e CSP	2050	nd	nd	nd	nd	Considera o PV-US não viável porque não entrou no leilão de 2013 e que apenas 68 mil residências no Brasil estariam aptas para geração distribuída. Considera um aumento do consumo de combustíveis fósseis por conta de um suposto barateamento dos mesmos considerando a exploração do pré-sal. Todos os modelos alternativos consideram uma redução no consumo de energia final quando são colocadas restrições às emissões ou um custo para o carbono. Todos no ano final tem alguma energia solar mas só o POLES e TIAM-ECN apresentam uma entrada maior, sendo que o primeiro não é sensível ao preço do carbono
(Luz, <i>et al.</i> , 2018)	MOLP	PV	2030	nd	794	260	decrecente	Considera nove cenários com três funções objetivas, minimização dos custos, maximização das renováveis não hídricas e atendimento da demanda de ponta. Considera o solar ainda como uma tecnologia cara, a capacidade instalada poderia chegar a 56GW.
(Malagueta <i>et al.</i> , 2013)	MESSA GE	PV e CSP	2040	4560-3100	12.8	42	estável	Considera a sensibilidade ambiental na expansão hídrica na Amazônia. Testa cenários de PV e CSP mas considera o resultado de 2.8% da geração em 2040 de PV como muito bom. O crescimento da energia solar vai substituir mais a hídrica do que o gás. No nordeste a eólica e a solar tem geração complementar e portanto a energia eólica do nordeste pode ser mais bem aproveitada com mais solar. O solar só entra quando força redução no gás e hídrica o que eleva o custo total em 185 bilhões de dólares mais que o BAU
(Malagueta <i>et al.</i> , 2014)	MESSA GE	CSP	2040	nd	nd	42	estável	Faz um detalhamento da tecnologia CSP e não analisa o PV. Sugere leilões específicos para CSP a partir de 2025. Em 2040, o CSP estaria gerando 22285GWh neste cenário, quando força reduz o gás e depois a hídrica, isso eleva o custo total em 144 bilhões de dólares mais que o BAU
(Miranda <i>et al.</i> , 2019)	TIMES	PV e CSP	2050	4300-1000	46	85	crescente	O foco principal do trabalho é o sistema de transmissão elétrico no Brasil. O trabalho continua considera do solar não custo eficaz no Brasil. Ainda supõe um grande potencial

Referência	Modelo	TEC NOL OGI A	Ano final	Critério				RESULTADOS
				CAPEX PV-US (US\$/kW)	Potencial de energia solar (GW)	Potencial hidrelétric o (GW)	Tendência do uso de carvão	
								de expansão hídrica e um modesto potencial de expansão de PV. Considera que a geração de eletricidade baseada em carvão vai crescer no longo prazo
(Portugal-Pereira <i>et al.</i> , 2016)	MESSAGE	PV e CSP	2050	4300-1300	nd	~113	crescente	Usa o mesmo modelo MESSAGE onde o carvão é a principal fonte que entra para expansão da oferta de geração de eletricidade, pressupondo também uma expansão na hídrica. Quando é colocada uma restrição nas emissões, a geração passa a usar CCS e eólica principalmente. Tem foco nas emissões ao longo do ciclo de vida das tecnologias, pontuando que é necessário que haja um esquema de transações globais de carbono que considere LCA
(Santos <i>et al.</i> , 2017)	MESSAGE	PV e CSP	2050	nd	nd	14	crescente	AS funções objetivas são otimizadas de forma paralela e não conjunta. Fala do problema ambiental das hidreletricas na Amazônia mas considera o potencial de novas hídricas do atlas de energia elétrica de 2005 sem levar em conta as restrições legais mais recentes. Usa o mesmo modelo MESSAGE de basee os mesmos cenários CLIMACAP-LAMP. O solar não entra nos resultados
(Schmidt <i>et al.</i> , 2016a)	Outro	PV	2050	nd	nd	89	decrecente	Reconhece a sensibilidade ambiental da Amazônia, usa modelo de simulação para mostrar que os reservatórios hídricos são suficientes para equilibrar a rede em um contexto de alta penetração de solar (37%) e eólica (9%) na matriz e que um cenário hídrico combinada com renováveis variáveis é mais seguro do que um cenário hidrofóssil pois a hídrica está mais vulnerável a variações pluviométricas
(Schmidt <i>et al.</i> , 2016b)	Outro	PV	2037	na	nd	20	estável	Um cenário com 37% de eletricidade solar considerando o dobro da demanda de 2013 teria um risco de déficit da carga dez vezes menor do que em um cenário sem PV.
(Simon, <i>et al.</i> , 2018)	MESAP	PV e CSP	2050	1900-600	130500	estável	decrecente	Em um cenário de restrição ambiental para novas hídricas na Amazônia e diminuição pluviométrica futura, a energia solar poderia ter uma participação de 14% da matriz elétrica. Usa um modelo de simulação e cenários normativos para fazer <i>backcasting</i> . Considera o solar técnica e economicamente viável em 2050.
(Soria <i>et al.</i> , 2016)	MESSAGE+TIMES+REMIX	PV e CSP	2050	4300-1300	nd	crescente	crescente	Na análise do TIMES e MESSAGE a inclusão do PV é marginal, e CSP é forçado no modelo. No REMIX para 2050 em um cenário de dois graus a escala horária PV apresenta juntamente com a eólica alguma complementariedade ao CSP. Faz um softlinking entre dois modelos de otimização e um de unidade de produção, sendo o MESSAGE para a expansão do setor energético, o TIMES para a expansão do setor elétrico e o REMIX-CEM-B para a modelação ao nível da unidade de produção. O foco é na entrada da CSP híbrida com biomassa, sendo que é uma tecnologia imposta em alguns cenários. Mesmo nos cenários mais restritivos de emissões, o solar tem uma participação pequena na composição da matriz em 2050. Considerando apenas a região Nordeste do Brasil, sem a possibilidade de tecnologias de CCS e com elevadas restrições de emissões, o CSP poderia compor a geração de base no inverno.

2.3.1 Custo de investimento de geração fotovoltaica centralizada (PV-US)

O custo do investimento no ano inicial nos modelos variou entre US\$ 578/kW (Gils *et al.*, 2017) e US\$ 4.560/kW (Malagueta *et al.*, 2013); o primeiro é baseado no custo internacional (Fraunhofer, 2015) e o último é o resultado da simulação com o *System Advisor Model* - SAM. O custo de investimento para o período de tempo final, que reflete a curva de aprendizado da tecnologia considerada no modelo, registra uma faixa menor, variando de US\$ 301/kW (Breyer *et al.*, 2018) a US\$ 3.100/kW (Malagueta *et al.*, 2013). Dos oito trabalhos que mencionam custo de investimento, quatro usam US\$ 4.300/kW no ano inicial e US\$ 1.300 no último ano, exceto Miranda *et al.* (2019) que considera US\$ 1.000/kW no último ano.

Fichter *et al.* (2017) é um dos trabalhos que considera o custo de investimento em PV-US de US\$ 4.300/kW com referência ao Technology Roadmap Solar (IEA, 2014b), porém difere do que é mencionado na publicação: o custo de investimento em um cenário altamente renovável parece estar entre US\$ 2.000/kW no ano inicial e menos que US\$ 1.000/kW no ano final e o custo em países selecionados varia entre US\$ 1.400-3.300/kW para os preços do sistema de larga escala de PV.

Portugal-Pereira *et al.* (2016) considera o custo de investimento variando entre US\$ 4.300/kW e US\$ 1.300/kW, baseando-se em IEA (2014a). Contudo, IEA (2014a) considera o custo de investimento, em um cenário altamente renovável, de cerca de US\$ 2.000/kW no ano inicial e menos que US\$ 1.000/kW no ano final e o custo em países selecionados variando entre US\$ 1.900/kW (Alemanha) -3.300/kW (Texas) para sistema de larga escala de PV.

Miranda *et al.* (2019) consideram o custo de investimento em PV-US no ano inicial de US\$ 4.300/kW tendo como referência IEA (2017c), Portugal-Pereira *et al.* (2016) e Herreras Martínez *et al.* (2015). IEA, (2017c) consideram o custo de investimento do PV-US no Brasil variando entre US\$ 1.980/kW e US\$ 960/kW. Herreras Martínez *et al.* (2015) assumem o custo de investimento variando entre US\$ 4.560/kW e US\$2.736/kW mas não citam a fonte. Quanto a Soria *et al.* (2016), o custo de investimento está entre US\$ 4.300-US\$ 1.300, com base em IEA (2014a), que, como já foi dito anteriormente, aponta para valores entre US\$ 2.000 e menos de US\$ 1.000/kW. A figura 2.5 mostra a heterogeneidade do custo de investimento para PV em larga escala nos anos iniciais e finais assumidos nos estudos analisados e compara os valores considerados em alguns estudos com os valores nas fontes citadas.

O custo de investimento para a expansão da geração de energia com base na geração fotovoltaica em larga escala em um dos documentos preparatórios do plano nacional 2050 (EPE, 2018d), ficou entre US\$ 1.350/kW e US\$ 800/kW, enquanto em EPE (2017b) ficou US\$ 1.300 / kW e em EPE (2016a) este valor se situa entre US\$ 1.400/kW e US\$ 2.100/kW.

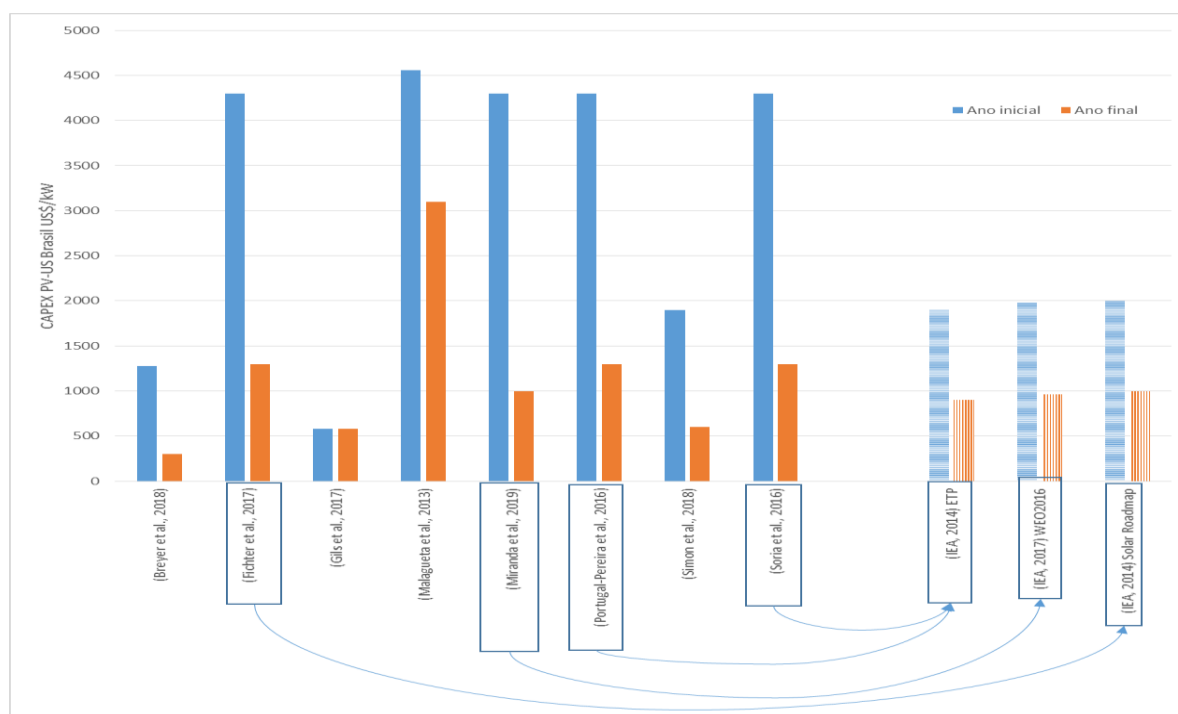


Figura 2.5 – Comparação do custo de investimento (CAPEX) de energia solar em artigos e referências

Haja visto que todos os trabalhos citados que assumem um valor de custo de investimento acima dos relatórios oficiais nacionais e internacionais pertencem ao mesmo grupo de investigação, é possível que os resultados encontrados no trabalho mais antigo citado nesta revisão, de 2013, tenham sido replicados, em um efeito de bola de neve. Aquele trabalho, como já foi referenciado, usou o SAM, que podia trazer com uma estrutura de custos de 2010-2011. A taxa de aprendizagem média da energia solar a nível mundial entre 2013 e 2017 foi de 50%¹³, o que pode explicar a defasagem.

2.3.2 Potencial de implantação solar

O valor do potencial solar total disponível é considerado de diferentes perspectivas nos 15 artigos, Luz *et al.* (2018) consideram a disponibilidade total para implantação de energia solar a partir de 794 GW de capacidade instalada no Brasil, somando o potencial centralizado e distribuído, fotovoltaico e térmico. Gils *et al.* (2017) consideram o potencial tão alto que é tratado como ilimitado. Alguns trabalhos como Oliveira *et al.* (2016) e Miranda *et al.* (2019) dividiram o potencial de energia solar em PV-US, em geração distribuída de PV e em CSP. Oliveira *et al.* (2016), consideram que o potencial total varia entre 577 a 757 GW dos quais 410GWp de PV (sendo 350GWp em instalações centralizadas e 60GWp em distribuída) e o restante em CSP prato parabólico, entre 167 GW e 347 GW. Miranda *et al.* (2019) consideram o potencial de 46 GW para a geração distribuída; em um trabalho anterior (Miranda *et al.*, 2015), consideraram que o potencial para PV seria 40 GW.

O potencial técnico total de geração fotovoltaica centralizada considerada em EPE (2016a), se todas áreas aptas à geração fotovoltaica “antropizadas” fossem usadas, seria de 28.519 GW ou

¹³ Cálculo próprio com base nos dados de (IRENA, 2019a, 2019c).

43.857TWh, cerca de 100 vezes a carga total do sistema elétrico brasileiro em 2013. O potencial de geração fotovoltaica distribuída seria de 33GW e o potencial de CSP em cilindros parabólicos sem armazenamento seria de 413GW.

Considerar o potencial de geração solar fotovoltaica em larga escala supondo a conversão de toda a área “antropizada” tem baixa aderência à realidade; mais apropriado seria considerar o uso de áreas com maior potencial, ou seja, aquelas com radiação média superior a 6.000Wh/m².dia, que implicaria uma mobilização de 1,2% de área “antropizadas” e permitiria uma instalação de 307GW.

Tendo como base os dados levantados pela EPE no documento supracitado, o potencial explicitado em Oliveira *et al.* (2016) e Luz *et al.* (2018) é coerente e não parece ter sido, portanto, o fator limitante para a entrada da energia solar em larga escala nos resultados dos exercícios de modelagem que usaram esta faixa de valores de potencial, entre os 700GW e os 800GW.

2.3.3 Potencial de implantação de energia hidrelétrica

Com mais de dois terços da matriz elétrica baseada na geração hidrelétrica (EPE, 2018a), é natural que a primeira opção de expansão da oferta de geração de eletricidade seja explorar o potencial remanescente. No entanto, a maior parte deste potencial hidrelétrico remanescente está na região amazônica, uma região ambientalmente sensível que limita essa expansão. Apesar disso, alguns estudos consideram o potencial de nova capacidade de geração hidrelétrica nos seus pressupostos, como é o caso de Schmidt *et al.* (2016b), Gils *et al.* (2017), Luz *et al.* (2018), Malagueta *et al.* (2013), (2014), Miranda *et al.* (2019) e Santos *et al.* (2017). Alguns autores assumem um crescimento baixo, com variações incrementais, entre 14 GW (Santos *et al.*, 2017) e 45 GW (Malagueta *et al.*, 2013), enquanto outros consideram expansões de 85 GW (Miranda *et al.*, 2019) ou 109 GW (Gils *et al.*, 2017). Importante salientar que potenciais hidrelétricos desta escala estão disponíveis apenas na região amazônica.

No Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007a), o potencial de expansão da hidrelétrica considerado foi de 96 GW, dos quais 74 GW seriam localizados na região amazônica. Nos planos decenais de 2022, 2023 e 2024 (EPE, 2013, 2014f, 2015b), a expansão potencial durante o horizonte respectivo foi estabelecida em torno de 30 GW. No plano decenal de 2026 esse potencial diminuiu para 14 GW (EPE, 2017d) e para o plano decenal 2027 apenas 3 GW foram considerados para grandes centrais hidroelétricas e 2,7 GW para pequenas (EPE, 2018f). No que diz respeito aos potenciais referidos no Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2018c), o potencial para grandes centrais hidroelétricas é de 52 GW; no entanto, apenas 12 GW não têm restrições com áreas preservadas.

Dada a relevância da fonte hídrica da matriz elétrica brasileira, dependendo do potencial considerado no modelo de energia, os resultados podem variar muito. Outras peculiaridades da energia hidrelétrica determinam o grande impacto que os pressupostos do potencial hídrico tem nos resultados de exercícios de modelagem energética: disponibilidade, custos e emissões. Este foi um parâmetro considerado relevante para explicar a não entrada de energia solar nos resultados dos modelos.

Haja vista a importância da região amazônica para o equilíbrio da vida no planeta e as diversas pressões para desmatamento da região, bem como a riqueza e diversidade de outras fontes de geração de eletricidade nas demais regiões do país, os potenciais de geração de hidroeletricidade que respeitem as restrições ambientais na Amazônia seriam os mais coerentes com o planejamento de longo prazo. O PDE 2027 é considerado como o documento que melhor reflete este limite de expansão.

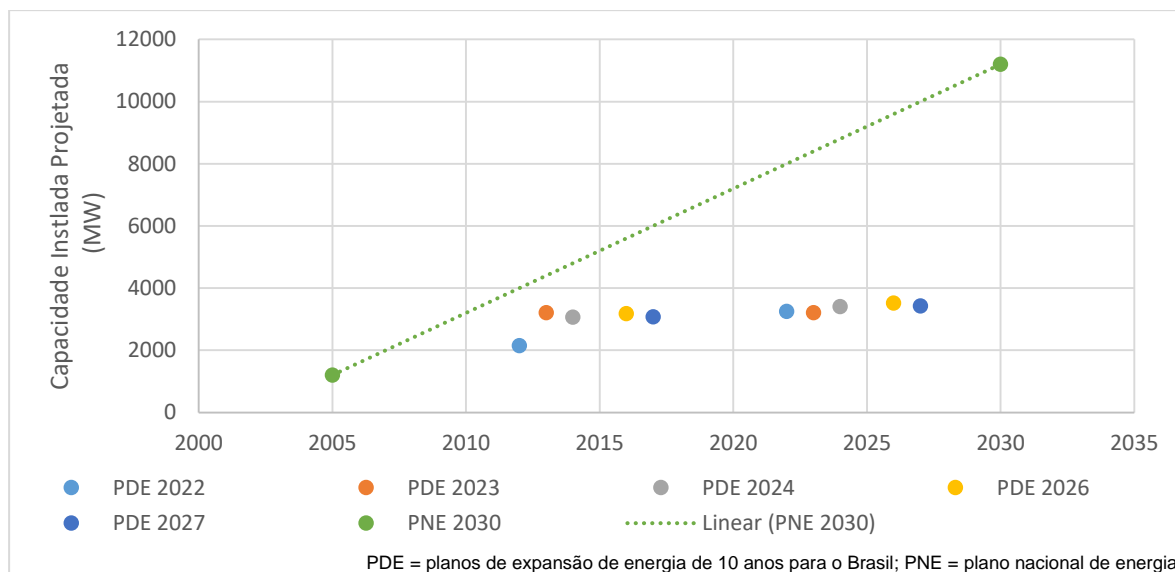
2.3.4 Tendências de implantação de carvão

O aumento da geração de energia a carvão, uma tecnologia intensiva em carbono, é muito significativo para a expansão da oferta de energia na maioria dos trabalhos revisados (Oliveira *et al.*, 2016; Fichter *et al.*, 2017; Lucena *et al.*, 2016; Miranda *et al.*, 2019; Portugal-Pereira *et al.*, 2016; Santos *et al.*, 2017; Soria *et al.*, 2016). Uma visão contrastante, com uma tendência decrescente de implantação do carvão, é vista em Breyer *et al.* (2018), Gils *et al.* (2017), Luz *et al.* (2018) e Simon *et al.* (2018).

A Figura 2.6 mostra a diferença da eletricidade esperada baseada no carvão entre a tendência publicada em 2007 (EPE, 2007a) e após 2013 nos relatórios oficiais de planejamento energético (EPE, 2013, 2014f, 2015b, 2017d, 2018f). Vale ressaltar que no Plano Nacional de Energia de 2007 (EPE, 2007a) a geração de energia baseada no carvão era suposto crescer substancialmente até 2030 (figura 2.6, pontos verdes e curva de tendência linear). Tal expectativa baseou-se: (i) na alta disponibilidade de recursos de carvão nacional e (ii) na tendência (à época) de aumento da termoeletricidade do carvão em alguns países não-OCDE. O Plano de 2007 estimou um aumento de capacidade instalada de 10GW. No entanto, os mais recentes planos oficiais de expansão decenais de energia para o Brasil (publicados em 2013, 2014, 2015, 2017 e 2018) não consideram o mesmo crescimento da eletricidade baseada no carvão.

As principais barreiras para a implantação do carvão apontadas nos planos decenais de energia são preocupações ambientais, a falta de recursos financeiros para o carvão disponibilizado pelos organismos nacionais de financiamento no Brasil e o baixo valor calorífico do carvão nacional. Além disso, o mais recente documento oficial (de 2018) sobre o potencial de geração de energia em 2050 (EPE, 2018c) no Brasil, afirma que as três usinas a carvão nacionais mais recentes estão usando carvão importado (como os recursos nacionais de carvão têm baixa qualidade, como mencionado). A última usina a carvão contratada foi no 20º Leilão de Energia Nova em 29/11/2014, no Ceará, Porto do Pacém II (CCEE, 2019e).

A maioria dos artigos revisados não considera os desenvolvimentos recentes em relação à implantação de usinas a carvão no Brasil, especialmente a reversão da tendência projetada pelos documentos oficiais de planejamento energético explicitada na figura 2.6. Cabe salientar que todos os artigos que consideram a tendência de implementação crescente de geração de eletricidade à carvão, mostrado na tabela 2.1, tem data posterior aos documentos oficiais que mostram a reversão da tendência, sendo o mais antigo o PDE 2022 publicado em 2013.



Fontes de dados: PNE2030 (EPE, 2007a); PDE2022 (EPE, 2013); PDE2023 (EPE, 2014f); PDE2024 (EPE, 2015b); PDE2026 (EPE, 2017d); PDE2027 (EPE, 2018f)]

Figura 2.6 – Tendência de implantação de novas usinas à carvão no Brasil em documentos de planejamento energético

O potencial considerado para a geração de eletricidade a partir do carvão pode ter grande impacto nos resultados dos modelos quanto ao potencial custo-eficaz da energia solar tanto pela grande capacidade instalada considerada quanto pelo fator de disponibilidade da fonte. Confirma-se a hipótese feita nesta tese da não entrada de energia solar em larga escala devido a utilização de pressupostos que precisam ser revistos. As restrições ao uso de energia solar em larga escala vão além dos aspectos de modelagem, outros tipos de barreiras podem estar impedindo o uso da energia solar em larga escala e este é o foco da seção a seguir.

2.4 Barreiras à implantação de energia solar no Brasil

As barreiras à entrada de energia solar em larga escala são mostradas nesta seção de três formas: taxonômica, narrativa social e mitos conforme terminologia da ISES (*International Solar Energy Society*). O foco principal desta seção será na apresentação e desconstrução dos mitos que envolvem a energia solar por ser considerada a forma mais abrangente de tratar as barreiras à implantação de energia solar em larga escala.

Na forma taxonômica, as barreiras à expansão da energia solar conforme (EPE, 2016a) poderiam ser divididas em tecnológicas (intermitência do recurso e da qualidade dos projetos) e econômico-regulatórias (custos de produção de eletricidade, falta de um marco regulatório específico para a energia solar PV, falta de indústria local e acesso ao capital).

Dentro de uma narrativa social, as barreiras tradicionais para a implantação de PV como o custo e a falta de subsídios são questionadas por Frate & Brannstrom (2017), que propõem trazer uma perspectiva mais específica do local e sugerir três narrativas para as partes interessadas locais sobre as barreiras à implantação de PV. As principais conclusões desta pesquisa mostram preocupações

diversas sobre: i) a aceitação social e a preparação da força de trabalho local para receber plantas fotovoltaicas em larga escala; ii) a sensibilidade ambiental do local das instalações; e iii) a integração com as linhas de transmissão.

Há um conjunto de 8 mitos mais comuns que podem estar retardando a integração da energia solar à rede em larga escala e fatos que poderiam questionar esses mitos sistematizado pela ISES que a seguir serão apresentados juntamente com os argumentos para os questionar.

2.4.1 Mito 1 – NÃO SUBSTITUIBILIDADE

"A energia solar e eólica nunca substituirá a geração de carga de base, a produção de eletricidade constante normalmente fornecida por usinas de carvão, nuclear e de grande porte" (ISES, 2019)

O primeiro mito diz respeito à limitada capacidade de atendimento da carga de base atribuída às energias renováveis; neste ponto, o trabalho de Diesendorf & Elliston (2018) fazem um detalhamento dos três principais fatores que determinam a capacidade de uma fonte ou de um conjunto de fontes atender a carga do sistema, a confiabilidade, a segurança e a acessibilidade. A confiabilidade é a capacidade da oferta de eletricidade do sistema como um todo para atender a demanda em geral que é medida pela frequência e duração das falhas do sistema. Os autores simulam cenários energéticos onde é possível haver 100% de eletricidade renovável sem que haja uma redução na confiabilidade.

No estado da Califórnia em 2019, no dia 15 de maio às 14:45, as energias renováveis atenderam 80% da demanda, sendo que 51,1% foi atendida com energia solar. Em 8 de agosto do mesmo ano, as energias renováveis chegaram a atender 41,8% da demanda de pico (CAISO, 2020). Em Portugal, entre os dias 12 e 14 de Março de 2017, a produção de eletricidade renovável foi superior ao consumo, as usinas a carvão e gás natural foram mesmo desligadas neste período (REN, 2020). Na Alemanha, no dia 01 de Janeiro de 2018, às 4h da manhã, a geração renovável superou o consumo (ENTSO-E, 2020). Estes momentos são ainda pontuais, mas são significativos; no caso de Portugal, porque significou todo um dia sem necessidade de combustíveis fósseis - mesmo sendo um final de semana, há variação intradiária da carga. Na Alemanha, onde o parque de geração é onze vezes maior do que em Portugal, ter atingido esta marca poderá significar no futuro uma inversão no padrão de atendimento da carga de base. Se, anteriormente, eram as térmicas fósseis que garantiam a base e as renováveis eram usadas nas variações, no futuro poderão estar as renováveis no atendimento da carga de base e eventualmente as térmicas para atendimento de variações não cobertas pelas renováveis e pelo armazenamento.

2.4.2 Mito 2 – NÃO CONFIABILIDADE

"Vento e Solar são muito intermitentes para operações de rede confiáveis e não podem ser previstos" (ISES, 2019)

Para Diesendorf & Elliston (2018) a questão da segurança do sistema pode ser entendida em um sentido mais popular e em um sentido mais técnico. A compreensão popular da segurança do

sistema diz respeito a finitude da fonte energética de geração, item que não faz sentido para energia solar e eólica; outra visão popular de segurança seria a vulnerabilidade a eventos climáticos extremos e a sabotagens pois, se um sistema é mais concentrado em poucas unidades geradoras, seria menos seguro neste sentido do que se tem unidades geradoras distribuídas em diversos pontos do sistema. O sentido mais técnico da segurança diz respeito ao controle de frequência e tem dois aspectos relacionados, a capacidade de manutenção da estabilidade e a resiliência do sistema. Os autores argumentam que as tecnologias para que a segurança técnica possa ser garantida, em um contexto de 100% de eletricidade renovável, já existem a baixo ou declinante custo.

No que diz respeito à previsibilidade da geração solar, Raza *et al.* (2016) pontuam a importância de desenvolver métodos de estimação da geração solar com o crescimento de sua penetração. Os autores destacam que os resultados são muito bons quando existem muitos dados disponíveis e é possível usar inteligência artificial, mais especificamente redes neurais e lógica difusa para ensinar o modelo como responder a ambientes dinâmicos. Quando não há abundância de dados, modelos estocásticos como ARIMA também podem produzir resultados razoáveis. Os principais fatores determinantes para a precisão da previsão de geração solar são: a radiação, a temperatura, velocidade e direção dos ventos, humidade, cobertura de nuvens e índice de aerossóis (Raza *et al.*, 2016). O trabalho de Carriere *et al.* (2019), com uso de dados anuais de três plantas na França, concluiu que um modelo de previsão de geração solar que combine previsões meteorológicas numéricas com medições no local e dados de satélite pode gerar resultados muito bons de precisão em previsões que variam de 5 minutos à 36 horas.

Fazendo uma observação da evolução temporal dos mercados de geração de eletricidade solar de cinco minutos e de longo prazo na Califórnia, observa-se que a inclinação da curva de tendência do comportamento dos mercados de eletricidade de cinco minutos é maior do que a de longo prazo. Isso mostra que a taxa de crescimento de um tipo de contrato é maior do que o outro, ou seja, o mercado já responde ao incremento da precisão, uma vez que a tendência de crescimento das transações no mercado de cinco minutos é mais acentuada do que no mercado de longo prazo (CAISO, 2019). No relatório anual de monitoramento da qualidade da energia na Alemanha em 2018 (Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2018a) são citadas quatro formas de manutenção da qualidade com o aumento de energias renováveis variáveis: redespacho¹⁴, usinas de reserva, gestão do tarifa bonificada, ou *feed-in*, (*curtailment*) e ajustes de *feed-in*.

2.4.3 Mito 3 – ARMAZENAMENTO

“O armazenamento caro é necessário para aumentar ainda mais a confiabilidade e o uso de energia renovável na rede elétrica” (ISES, 2019)

Seria possível encontrar uma solução de otimização custo eficaz com a combinação da expansão de capacidade de geração renovável com armazenagem e *curtailment*, conforme o trabalho de

¹⁴ Redespacho: alteração deliberada do valor gerado por uma ou mais usinas, também chamado de remanejamento de geração (ANEEL, 2018).

Zerrahn, *et al.* (2018). Os autores ainda reforçam que a necessidade de armazenamento no futuro poderá ser ainda reduzida com o crescimento de opções de flexibilidade da demanda bem como com a produção de hidrogênio. O armazenamento, na conclusão dos autores, não seria portanto um fator limitante para o necessário crescimento das energias renováveis.

Percebois & Pommeret (2019) mostram dois aspectos do armazenamento elétrico - por um lado, afirmam que a intermitência deve ser considerada uma externalidade negativa das fontes solar e eólica e que o custo de armazenagem enquanto reflexo desta intermitência deveria ser incorporado no custo marginal das energias renováveis da mesma forma que o custo do carbono deve ser incorporado ao custo das fósseis. Para os autores o princípio da equidade entre as fontes na ordem de mérito do despacho ficaria garantida desta forma e poderia ser evitada uma ruptura no investimento futuro mesmo com valores marginais de energia nulos. Por outro lado, os autores afirmam que a gestão da demanda deverá reduzir significativamente a necessidade de armazenamento e, ainda, que o progresso tecnológico já tem levado a grandes reduções nos custos do armazenamento intradiário (baterias) e que grandes avanços estão previstos para o armazenamento sazonal especialmente do tipo *power-to-gas*¹⁵.

2.4.4 Mito 4 – DESESTABILIZAÇÃO DE REDE

“Grandes quantidades de energia eólica e solar desestabilizam a rede e causam blackouts ” (ISES, 2019)

O mito de que o aumento das renováveis reduzirá a segurança da rede pode ser contestado com base no trabalho de Schmidt *et al.* (2016a), que usa um modelo matemático de simulação e otimização para mostrar que a utilização relevante de energia solar na matriz elétrica brasileira (37%) elevaria o grau de segurança do abastecimento de eletricidade e que a probabilidade de cortes de energia elétrica em um cenário com expansão apenas hidrotérmica seria dez vezes maior do que a alternativa solar.

Séries temporais comparativas entre o aumento da geração distribuída na Alemanha e no Brasil mostram uma correlação negativa entre o aumento da capacidade de geração solar e os indicadores de qualidade do serviço usados pelos operadores dos sistemas elétricos (frequência e duração das interrupções não programadas). O detalhamento das séries temporais de cada um dos dois países será abordado com maior detalhe no capítulo 4 desta dissertação.

2.4.5 Mito 5 – DEPENDÊNCIA FÓSSIL

“Para cada PV ou usina eólica, uma capacidade igual de eletricidade gerada por combustível fóssil deve estar funcionando em segundo plano, negando a maior parte do benefício das emissões de carbono” (ISES, 2019)

¹⁵ Power-to-gas é uma terminologia usada para descrever o processo de utilização de eletricidade para a geração de gás, em geral eletricidade renovável intermitente usada para geração de hidrogênio por eletrolise.

Silva *et al.*(2018) ponderam que as gerações variáveis e convencionais devem ser vistas como complementares e afirmam que em um cenário de participação de 60% de renováveis, sendo 40% de solar e eólico, a Europa precisaria ter uma geração convencional (térmica, hídrica e biomassa) da ordem de 500GW. Os dados da Eurostat mostram que com uma participação de 30% de geração renovável observada em 2017 (Eurostat, 2020a), a Europa tinha uma capacidade instalada de geração por combustíveis fósseis de 455GW (Eurostat, 2020b). Combinando os dados do modelo usado pelos autores com a observação empírica, este mito da dependência fóssil pode ser desconstruído já que a necessidade de fontes convencionais em 2050 encontrada no modelo é próximo a atual capacidade fóssil, mesmo que a participação das renováveis sejam duas vezes mais significativas na matriz elétrica europeia; como a geração convencional inclui outras fontes que não só fósseis, observa-se uma provável redução na dependência fóssil com o aumento da penetração de energia renovável na Europa.

Diferentemente do que considerava (Percebois & Pommeret, 2019), Silva *et al.* (2018) avalia que a armazenagem não terá um papel significativo nos próximos 15 anos mas que novas interconexões são necessárias para capitalizar a diversidade de recursos renováveis da Europa, destacando que a flexibilização da demanda e o *curtailment* também são ferramentas auxiliares na estabilização da rede.

2.4.6 Mito 6 – DESCOMPASSO INTRADIÁRIO COM A PROCURA

“A curva de pato, que mostra um pico de carga no final da tarde, quando grandes quantidades de energia solar ficam fora de linha coincidentemente durante a demanda de eletricidade no pico da noite, será muito difícil e caro de resolver” (ISES, 2019)

A flexibilidade de um sistema energético é definido por Söder *et al.* (2018) como sendo a possibilidade de diminuir a demanda em situações de carga muito elevada no sistema. Conforme os autores, considerando sete países nórdicos (Suécia, Dinamarca, Finlândia, Lituânia, Letônia, Estônia e Noruega), a capacidade da flexibilidade para contribuir para a redução do pico varia entre 15 e 29%. Para a Alemanha, a estimativa é que a flexibilidade possa colaborar com uma redução de 12% da carga de pico.

A questão da flexibilidade da demanda é também estudada por Klyapovskiy *et al.* (2019) ao nível da rede de distribuição; fazem uma análise da custo eficácia de duas soluções para um problema de congestionamento em uma determinada área (no estudo, Nordhaven em Copenhague, Dinamarca). Para resolver o problema de forma convencional seria feito o reforço de cabos enquanto uma solução de flexibilidade utiliza equipamentos dos clientes ou dos operadores de rede; neste caso, foram feitas simulações usando baterias ou BESS (*battery energy storage systems*) e cabos ou DLR (*dynamic line rating*), sendo o primeiro pertencente aos consumidores ou agregadores e o segundo um equipamento do distribuidor. A conclusão a que o estudo chega é que em 4 anos o custo seria muito próximo, sendo a opção flexível a mais barata.

2.4.7 Mito 7 – CUSTO ELEVADO DE CURTAILMENT

“O excesso de geração de energia renovável será desperdiçado, fazendo com que os preços da eletricidade no varejo aumentem” (ISES, 2019)

O custo de *curtailment* na Alemanha tem de fato subido nos últimos anos: de € 478 milhões em 2015 para € 635 milhões em 2018 com cortes de 4.722GWh e 5.403GWh respectivamente; a geração renovável cresceu 20% entre 2015 e 2018 e o custo do *curtailment* cresceu 39% no período mas os preços da eletricidade residencial variaram 0,6% e da eletricidade industrial teve uma queda de 10%(Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2016b, 2020; Statistisches Bundesamt, 2020). Joos & Staffell (2018) ponderam que, em 2016, 96% das ações de *curtailment* foram realizadas ao nível da rede distribuída mas a causa de 89% destes *curtailments* esteve ligada a congestionamentos ao nível da rede de transmissão.

Para Perez *et al.* (2019) a energia solar só conseguirá ter uma larga penetração nos sistemas elétricos quando conseguir "transitar" de uma energia intermitente para uma energia firme. Essa transição tem um custo associado e deve ser incorporado ao custo da própria energia solar, o que deverá levar a uma manutenção do custo da energia no futuro. A estratégia para esta transição considerada menos dispendiosa pelos autores é a sobre capacidade combinada com *curtailments* estratégicos, tendo como parâmetro de comparação o armazenamento de energia.

2.4.8 Mito 8 – TRANSMISSÃO CARA

“Transmitir energia renovável através da rede elétrica por longas distâncias é altamente ineficiente e caro” (ISES, 2019)

Uma larga pesquisa acerca dos custos de transmissão das energias renováveis variáveis foi feita por Gorman *et al.* (2019). Na análise dos projetos e plantas em operação os pesquisadores concluíram que os custos de transmissão podem levar a uma elevação do custo nivelado da energia da fonte que pode variar entre 3% e 33%. Este tipo de discussão traz uma reflexão acerca da distribuição espacial das plantas e reforça uma das vantagens da geração solar em telhados, a proximidade do centro de carga.

2.5 Energia solar em sistemas isolados

Nesta fase da revisão da literatura, a questão da viabilidade da energia solar é novamente abordada agora no contexto dos sistemas isolados. A revisão da literatura foi composta por três fases sucessivas: definição e aplicação do protocolo de revisão, triagem dos textos identificados como adequados ou não adequados para responder à questão e análise dos textos selecionados de acordo com parâmetros claros para responder à pergunta norteadora.

A figura 2.7 mostra o protocolo de pesquisa na parte superior esquerda, depois caminhando para a direita apresenta o resultado da aplicação do protocolo. Continuando para a direita há uma lista de artigos excluídos com os motivos da exclusão. Em um tom mais claro, no meio da figura estão as adicionalidades. Na parte central inferior da figura estão os aspectos que foram considerados em cada texto. O protocolo de pesquisa consiste em uma pergunta norteadora, uma plataforma de pesquisa, um grupo de palavras-chave e um horizonte temporal. No caso, a questão que norteou a revisão da literatura foi: “O uso de energia solar é viável para sistemas isolados na Amazônia?” A plataforma de pesquisa utilizada foi “Web of Science”, e as palavras-chave escolhidas foram <AMAZON> e <ISOLATED SYSTEMS> e <ENERGY>. O horizonte temporal não era restritivo, aceitando artigos científicos sem data limite de publicação. Os resultados da aplicação do protocolo foram 28 artigos científicos, 11 foram considerados adequados para responder à pergunta. Ao acessar esses artigos, o *Science Direct*, outra plataforma de pesquisa de artigos científicos, sugeriu mais quatro artigos relevantes. Os artigos não selecionados tiveram os seguintes motivos de exclusão: 5 focalizaram aspectos climatológicos ou geológicos; 4 no uso de biomassa; 2 eram palestras; 1 considerava gasolina; 1 era sobre acústica; 2 focavam em gerenciamento de rede e 2 em estatística / matemática.

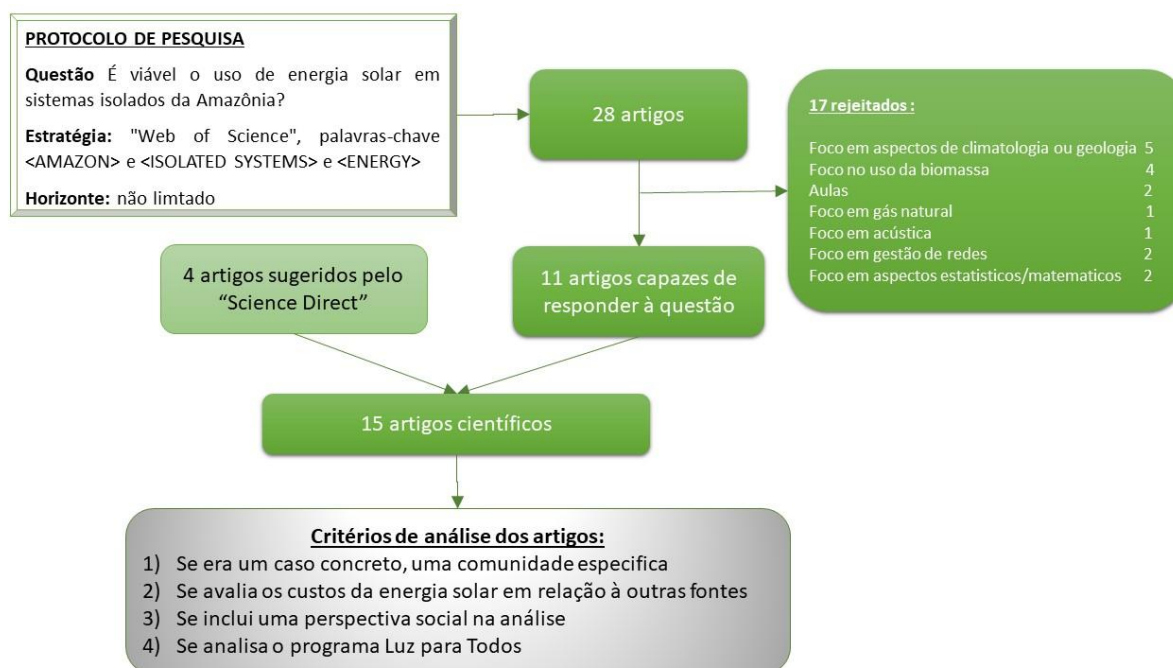


Figura 2.7 – Protocolo da revisão de literatura sobre os sistemas isolados

Após a revisão da literatura, três grandes assuntos se destacam no processo de eletrificação rural na Amazônia por meio de sistemas isolados, como mostra a figura 2.8. O primeiro é o aspecto tecnológico, onde são avaliadas as opções tradicionalmente utilizadas, as adaptações que tem vindo a ser feitas e futuras tecnologias que poderiam vir a ser usadas. O segundo aspecto abordado com frequência na revisão da literatura é o aspecto social envolvido na eletrificação rural, quando a eletricidade encontra as comunidades, quem são? O que fazem? Como vinham usando a energia

tradicionalmente? Encontram-se nesta ligação duas realidades, a eletricidade, forma moderna de energia e uma população extrativista e/ou com economia de subsistência com graves limitações de acesso a serviços disponíveis para a maioria dos cidadãos do país. O terceiro aspecto a ser mencionado no processo de eletrificação é o aspecto institucional: quem vem promover a eletrificação? Como? O que está dando certo e o que não está? Qual é a próxima fronteira e como superá-la?



Figura 2.8 – Aspectos relevantes para reflexão sobre energia solar para sistemas isolados na Amazônia

Do ponto de vista da tecnologia, a eletrificação rural no Brasil apresenta duas fases, a primeira foi a extensão da rede de transmissão e distribuição do Sistema Interligado Nacional para atingir o maior número possível de pessoas. A segunda etapa da eletrificação é a busca de soluções para a expansão dos sistemas isolados. A solução tecnológica usada na maioria dos sistemas (97%) é o gerador a óleo diesel e 47 dos 270 sistemas isolados (17%) tem interligação à rede prevista até 2023 (EPE, 2018c). O modelo tradicional de extensão da rede baseada na produção hidrofóssil em larga escala encontra dificuldades na região Amazônica por conta da extensão do território com topografia, regime pluviométrico e elevada sensibilidade ambiental muito peculiares. Além das características físicas do território, a ocupação é muitas vezes dispersa, podendo acontecer em áreas inundáveis ou em terras secas. Nos dois casos as populações são em geral de baixa renda e baixa carga. Estas características fizeram com que a eletrificação não fosse atraente para as concessionárias, que tem o monopólio na distribuição de energia nos territórios.

Os sistemas isolados considerados neste trabalho são aqueles geridos pelo ONS/EPE, são os sistemas chamados “institucionalizados”. Muitas comunidades têm algum acesso a eletricidade de forma precária, poucas horas por dia, por exemplo, com apoio financeiro dos municípios; há certamente diversos sistemas considerados precários (Mazzone, 2019) que não atendem às exigências de qualidade da ANEEL e, portanto, não estão incluídos na gestão ONS/EPE. Dentre as alternativas tecnológicas, há algumas experiências com energia solar, que serão detalhadas nas subseções seguintes, algumas experiências com biodiesel, gaseificação de biomassa residual, óleos vegetais e híbridos com hidrogênio. Destas experiências, a utilização de energia solar mostrou-se a mais viável para diversos autores como (Matos et al., 2011). Dos autores pesquisados, nove (Mazzone, 2019; Sepúlveda e Martinez 2016; Gómez et al., 2015; Sánchez et al., 2015; Nerini et al. 2014; Valer et al., 2014; Silva et al., 2013; Gómez e Silveira, 2012; Matos et al. 2011; (Silva et al., 2010)) consideram que a energia solar pode contribuir de forma eficiente para a eletrificação rural nos sistemas isolados na Amazônia. Dois deles consideram que a biomassa aliada à energia solar pode também ser relevante (Sánchez et al., 2015; Nerini et al. 2014).

O modelo tradicionalmente usado pelos sistemas isolados são os geradores a diesel e o elevadíssimo custo do diesel nos sistemas isolados é pontuado por exemplo por (Mazzone 2019; Sepulveda e Martinez 2016). Este custo pode chegar a ser o dobro ou até quatro vezes superior àquele encontrado nas estações de distribuição de combustível mais próximas, por conta do transporte e da logística; há também muita incerteza pelo déficit de formalidade nas transações comerciais (Gómez *et al.*, 2015). Conforme Nota Técnica EPE (EPE, 2018c) para 2019 estão estimadas emissões de 2,94 milhões de toneladas equivalentes de CO₂ pelos sistemas isolados institucionalizados.

Outra discussão relevante trazida pelos autores é a relação que se faz entre eletrificação e desenvolvimento. Embora haja forte correlação entre os baixos índices de desenvolvimento humano e os baixos níveis de eletrificação na região amazônica, conforme (Maria F. Gómez & Silveira, 2010), duas questões são importantes - uma é que, embora a eletricidade seja condição necessária a elevação de padrões de qualidade de vida na sociedade moderna, ela não é condição suficiente. Dois exemplos desta realidade são trazidos de entrevistas com moradores em comunidades isoladas, nos trabalhos de Valer *et al.* (2014) e Mazzone (2019) quando os sistemas de geração solar instalados, inflexíveis, disponibilizam eletricidade em um volume insuficiente para a criação de outras alternativas de geração de renda nas comunidades (por volta de 250kWh/ano/casa). Uma das experiências coloca que o acesso à eletricidade não foi capaz de impedir o êxodo rural e ainda serviu para aumentar o grau de insatisfação com a própria condição socioeconômica ao deparar-se com uma condição tão dispare da realidade do eixo RJ-SP mostrado na televisão (Valer *et al.* 2014).

A ideia central do texto de Gómez e Silveira (2015), é corroborada por Almeshqab e Ustun (2019): a participação dos beneficiários na definição da estratégia de eletrificação é importante não só para a própria sustentabilidade dos sistemas instalados, mas também e principalmente para que a eletrificação não seja um fim em si mesmo, mas seja uma forma de levar melhoria de qualidade de vida aos beneficiários. Não há uma solução única que sirva a todas as comunidades; cada solução deve considerar as diferentes características das comunidades como fluxos migratórios positivos e negativos, potenciais de atividades econômicas alternativas e tipo de ligação a outros centros comerciais (fluvial ou rodoviário). Na prática, contudo, estes processos de construção coletiva não são rápidos, custam dinheiro e podem exaurir-se ao fim do fluxo de recursos.

Do ponto de vista institucional, o programa “*Luz para Todos*” foi um elemento importante para a eletrificação rural na Amazônia (Gómez e Silveira 2015). Este programa nasce da combinação de duas questões, o fato da eletricidade dever ser universalizada (Brasil 2002) e também o resultado do Censo 2000 onde foi identificado que 9% das residências brasileiras não tinham acesso à eletricidade. No programa, as concessionárias de energia elétrica são responsáveis pelo atingimento de metas de universalização e contam com recursos de fundos setoriais para esta missão, especialmente da Conta de Desenvolvimento de Energia que financia projetos priorizados pelos comitês estaduais do programa.

Considerando a falta de *expertise* das concessionárias em aplicação de outros modelos diferentes daquele já estabelecido, alguns autores colocam a importância de novos agentes serem incluídos

no processo de eletrificação rural (Gómez & Silveira, 2015). Estes novos agentes poderiam ser instituições privadas sem fins lucrativos, com fins lucrativos ou instituições municipais como agências. As experiências internacionais mostram que instituições com fins lucrativos mostram bons resultados (Almeshqab e Ustun 2019), as mesmas autoras mostram também que o modelo com participação municipal observado no Haiti está sujeito a forte influência política na definição das prioridades e acaba por ser ineficiente.

Vale destacar que a experiência que será discutida na subseção 6.2 do Capítulo 6 incluiu um agente privado com fins lucrativos no modelo estabelecido. Inicialmente a concessionária fez um leilão para seleção de empresa de geração, durante a operação, a concessionária não repassou como deveria os recursos da Conta de Combustíveis. A empresa de geração conseguiu então, mediante processo administrativo, que os recursos fossem repassados diretamente para ela. A Conta de Combustíveis faz parte do marco regulatório do setor elétrico e será detalhada no Capítulo 3.

O programa “*Luz para Todos*” traz ainda uma característica destacada por Gómez e Silveira(2010): as próprias comunidades deveriam fazer requisições de ligação às concessionárias e todas as requisições deveriam ser atendidas. Além disso, o programa estabeleceu uma parceria entre o Ministério de Minas e Energia e o Ministério de Ciência e Tecnologia, tendo sido selecionado um conjunto de projetos para pesquisar formas alternativas de atender aos sistemas isolados

Fazer uma avaliação “*in situ*” de duas comunidades eletrificadas no estado do Amazonas, uma com energia solar e outra com um gerador a diesel foi a opção metodológica usada por (Mazzone 2019). A conclusão que a pesquisadora chega é que embora o sistema solar tenha assegurado eletricidade por 24h, garantindo minimamente iluminação e refrigeração, o valor de referência 250kWh/ano não é suficiente para uma família tendo em consideração a possibilidade de criação de novos negócios bem como processos migratórios. O gerador a diesel, mesmo abastecendo a comunidade por apenas 3h por dia, considerando a sua flexibilidade, permitiu a criação de pequenos negócios. No primeiro caso, a forma de eletrificação atraiu novas famílias para a comunidade eletrificada, mas estas já não puderam ser atendidas, havendo, portanto, casas atendidas e casas não atendidas pelo sistema. A autora aponta que seria importante ter uma melhor compreensão dos aspectos socioeconômicos e das necessidades das comunidades para uma implementação de um sistema solar de eletrificação rural na Amazônia. O exemplo de sistema solar é uma das doze miniusinas de geração solar fotovoltaica instaladas pela empresa Amazonas Energia no âmbito do programa “*Luz para Todos*” e será descrito na subseção 6.1 do Capítulo 6. Neste trabalho foi identificado um outro aspecto, 80% das famílias tinham fogões a gás, parte do programa de universalização do acesso à energia, mas só 15% das residências os utilizam por conta do preço e da dificuldade para obter as botijas de gás.

Outro exemplo de caso concreto de um sistema isolado, São Tomé, Pará, foi apresentado por Sepúlveda e Martinez (2016). Neste caso foram realizadas simulações com o software HOMER para identificar a solução mais custo eficaz, dada a localização geográfica da comunidade, e consequente padrão de radiação global, bem como o perfil de carga diário. Conclui que a solução mais custo

eficaz seria um sistema híbrido diesel, fotovoltaico e baterias, e os gastos anuais poderiam ser reduzidos em 54% fazendo a comunidade menos dependente de subsídios.

O texto de Gómez e Silveira (2015) descreve o programa “*Luz para Todos*”, mas não aborda a questão da gestão e planejamento dos sistemas isolados. Aponta como solução conceitual para a eletrificação rural na Amazônia, a participação social no início e no fim do processo de eletrificação. As mesmas autoras trazem uma abordagem diferente no texto (Gómez *et al.* 2015) onde um sistema isolado específico, Moju-Pará, é avaliado de acordo com uma modificação ocorrida no marco legal que regulamenta os subsídios do programa “*Luz para Todos*”. Para fazer esta avaliação é usado o software Homer para simular diferentes configurações técnicas e econômicas em sistemas híbridos. A conclusão é que as alterações são favoráveis para as energias renováveis nos sistemas isolados e melhora as condições de atendimento a milhares de domicílios em áreas remotas da Amazônia. O trabalho faz uma análise de sensibilidade com relação ao custo do combustível e também avalia as emissões em diferentes composições tecnológicas para o fornecimento de eletricidade à comunidade estudada.

O texto Sánchez *et al.* (2015) descreve várias experiências de uso de fontes renováveis para o atendimento de sistemas isolados na Amazônia e faz uma correlação entre o índice de desenvolvimento humano e a eletrificação. Retrata um Sistema Interligado Nacional que não incluía ainda Manaus, sendo este também um sistema isolado. A abordagem usada pelos autores foca a atenção na descrição de aspectos técnicos da implementação de tecnologias alternativas dando menos importância à aspectos socioeconômicos e institucionais das experiências observadas. A conclusão genérica é que a hibridização de sistemas puramente diesel para sistemas diesel-fotovoltaico ou diesel-eólico aumenta a confiabilidade dos sistemas e ainda reduz os seus custos operacionais, considerando os preços exorbitantes do combustível entregue nas comunidades. Esta solução de hibridização pode colaborar para reduzir a dependência energética externa das comunidades.

Uma análise multicritério foi usada por Nerini *et al.* (2014) para avaliar as vantagens de sistemas de geração de eletricidade a biomassa, fotovoltaicos, micro hídrica e híbridos em relação aos sistemas de geração a diesel. Foram sugeridos 12 critérios que foram agregados em 6 macro critérios e ponderados conforme entrevistas realizadas com *stakeholders*. Os sistemas à biomassa, solares e híbridos têm como principais vantagens a redução dos custos dos combustíveis e a possibilidade de geração de emprego e renda localmente.

Dois contextos reais de eletrificação foram a abordagem usada por Valer *et al.* (2014) onde foi comparado o processo de eletrificação de duas comunidades dentro de uma mesma área de proteção ambiental, a reserva Mamirauá, Amazonas. Um dos processos de eletrificação foi por meio de energia solar e o outro foi por conexão à rede; as duas comunidades têm ainda muitas outras diferenças - uma é ribeirinha e depende completamente do ciclo de cheias do rio, a outra não é ribeirinha. Os moradores da comunidade atendida por energia solar se dizem satisfeitos com a eletrificação, tem mais acesso a iluminação durante mais horas, bem como televisão e rádio. As famílias informam também que tem gastado menos dinheiro com a compra de sabão pois as roupas

precisam ser menos lavadas - anteriormente a iluminação era feita com lamparinas e velas, o que sujava mais as roupas. Mas a carga anual destinada a cada família, cerca de 256kWh/ano, é ainda insuficiente para refrigerar e congelar o peixe, o que poderia elevar o preço e o tempo de venda do mesmo.

Um projeto piloto de integração de energia solar e hidrogênio, com um eletrolisador e um sistema de células de combustível foi instalado no Centro de Pesquisa Canguçu no estado do Tocantins, descrito por S. Silva *et al.* (2010) e S. B. Silva *et al.*, (2013))¹⁶. O perfil de carga e a característica de isolamento seriam similares a diversas outras comunidades na Amazônia, sendo por isso usado como caso de estudo. Nos dois textos os dados reais são apenas do ponto geográfico, que permite identificar a radiação solar e o perfil de consumo, as demais informações são obtidas por simulação, usando o software HOMER. O texto mais recente aponta a solução híbrida solar e baterias mais custo eficaz do que a solução com hidrogênio especialmente por conta do elevado custo do eletrolisador.

A avaliação da estrutura institucional e financeira do programa “*Luz para Todos*” é feita por Gómez e Silveira (2012). As autoras falam da necessidade de adaptar a atual estrutura à realidade dos sistemas isolados na Amazônia. O principal fator a ser revisto seriam a limitação de participação de outros agentes, para além da concessionária de eletricidade, no processo de eletrificação e também no acesso aos respectivos subsídios.

As experiências piloto de eletrificação rural em sistemas isolados na Amazônia desenvolvidas por instituições de pesquisa são descritas por Valer *et al.* (2014). Os autores falam também da necessidade de ajustes das instituições do setor elétrico para a efetivação dos benefícios da eletrificação rural para as comunidades isoladas na Amazônia.

Os outros programas de eletrificação rural que precederam o “*Luz para Todos*” bem como este programa são o objeto de atenção de Andrade *et al.* (2011) onde são identificados os principais desafios para a eletrificação rural na Amazônia. Faz uma proposição teórica de eletrificação rural de sistemas isolados precedida de uma etapa de planejamento com as comunidades que serão beneficiadas.

Diferentes alternativas energéticas são colocadas por Matos *et al.* (2011) para o atendimento das comunidades isoladas - a energia solar é considerada a alternativa mais viável. O texto também considera que faltam estudos detalhados que levem em consideração as características da população, a geografia e o clima da região para que então, de fato, se chegue à universalização. Os autores também destacam que, embora a energia hidrelétrica tenha grande potencial na região, é ilusória a sua neutralidade carbônica haja vista as emissões diretas do reservatório bem como o microclima que se forma no entorno dos reservatórios, que afeta o equilíbrio de várias espécies de plantas e animais. O hidrogênio é também visto como potencial alternativa para compor o *mix* de tecnologias para a universalização da eletrificação nos sistemas isolados da Amazônia.

¹⁶ Foi feito um contato com os autores para saber se o eletrolisador estava em operação, apenas um dos autores respondeu, referindo que não sabia informar acerca da operação concreta do equipamento.

O programa “*Luz para Todos*” foi o objeto de avaliação do texto Gómez & Silveira (2010). O texto encara o programa como um projeto de desenvolvimento regional, faz uma relação da eletrificação com o índice de desenvolvimento humano, elogiando o uso deste índice na definição de prioridades no programa “*Luz para Todos*”. À luz das idiossincrasias para o atendimento aos sistemas isolados, nomeadamente a impossibilidade de cobertura pela rede convencional por barreiras naturais e distancias enormes e o baixo nível de renda das populações a serem atendidas, há uma falta de interesse voluntário por parte das concessionárias. Silva *et al.* (2010) afirmam ser necessário, portanto, rever o paradigma energético vigente.

As experiências de eletrificação rural em oito países foi o objeto de estudo de Almeshqab & Ustun, (2019). Neste trabalho está destacada a impossibilidade de uma solução única que atenda a todos os casos tanto em termos de tecnologia a ser usada quanto em termos dos arranjos financeiros e institucionais que viabilizam projetos de eletrificação rural. De uma forma geral, a participação e o comprometimento de políticas públicas tendem a ser um fator favorável ao sucesso dos projetos; estratégias de operação e manutenção realizadas junto com os beneficiários também tem mostrado bons resultados. A continuidade das ações mostrou-se mais eficiente do que um volume mais alargado de recursos isolado no tempo.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

O objetivo da investigação é avaliar e discutir quando e como a inserção da energia solar em larga escala pode ser feita na matriz energética do Brasil, adotando uma visão sistêmica de planejamento energético, na sua vertente tecnológica e de sustentabilidade, e a respetiva transição regulatória. A revisão da literatura identificou lacunas importantes relativas ao potencial de energia solar no sistema integrado nacional e aos sistemas isolados. O Brasil foi escolhido como estudo de caso por ser um país com grande potencial solar, ausência de uma política específica para a implementação em larga escala e um expressivo crescimento na demanda por eletricidade projetado que leva o sistema de planejamento energético a buscar fontes de geração para ampliação da oferta.

Das três primeiras lacunas identificadas, duas são técnico-financeiras e a terceira regulatória. Inicialmente foi observada uma ausência de avaliação da confiabilidade da fonte solar, identificada como um dos mitos ou barreiras à expansão da fonte. Do ponto de vista da avaliação da custo-eficácia da fonte no longo prazo, não foi identificado um modelo de sistema energético brasileiro com os parâmetros atualizados que fizesse uma otimização custo eficaz por forma a identificar o potencial do recurso solar. Adicionalmente, a revisão da literatura identificou ainda uma ausência de uma estratégia nacional para implementação da fonte solar, similar às estratégias já lançadas por outros países. Finalmente observou-se uma quarta lacuna de avaliação da viabilidade da fonte solar no atendimento das populações que estão dissociadas do grande Sistema Interligado Nacional. Estas quatro lacunas identificadas na revisão da literatura estão diretamente ligadas às três perguntas de investigação que esta dissertação pretende responder. A figura 3.1 recorda as perguntas de investigação e acrescenta, com um maior detalhe, as contribuições esperadas.

A primeira contribuição será sobre a relação entre a qualidade do serviço da rede elétrica e a implementação da geração distribuída. Esta contribuição visa colmatar a lacuna de informação acerca dos efeitos reais do aumento da geração distribuída na rede elétrica no Brasil e na Alemanha. A segunda contribuição envolve uma outra escala de complexidade e diz respeito à ausência de um modelo integrado com os pressupostos atualizados no que diz respeito a potenciais e custos que permita identificar o potencial atual do solar no sistema elétrico brasileiro. A terceira contribuição refere-se ao que poderá vir a ser uma política de energia solar para o país, com base nos exemplos analisados no Brasil e em outros países. A quarta contribuição visa suprir a lacuna sobre a viabilidade do recurso solar em sistemas isolados usando análise histórica de experiências em curso, bem como o modelo de simulação de custos para a hibridização de sistemas isolados.

O presente capítulo começa por apresentar o sistema elétrico brasileiro, o caso estudado, seguindo-se a descrição da metodologia usada para responder a cada uma das questões de investigação. No que se refere ao setor elétrico brasileiro são apresentados aspectos técnicos da oferta e da demanda por eletricidade, seguida por um detalhamento dos sistemas isolados presentes no contexto brasileiro.

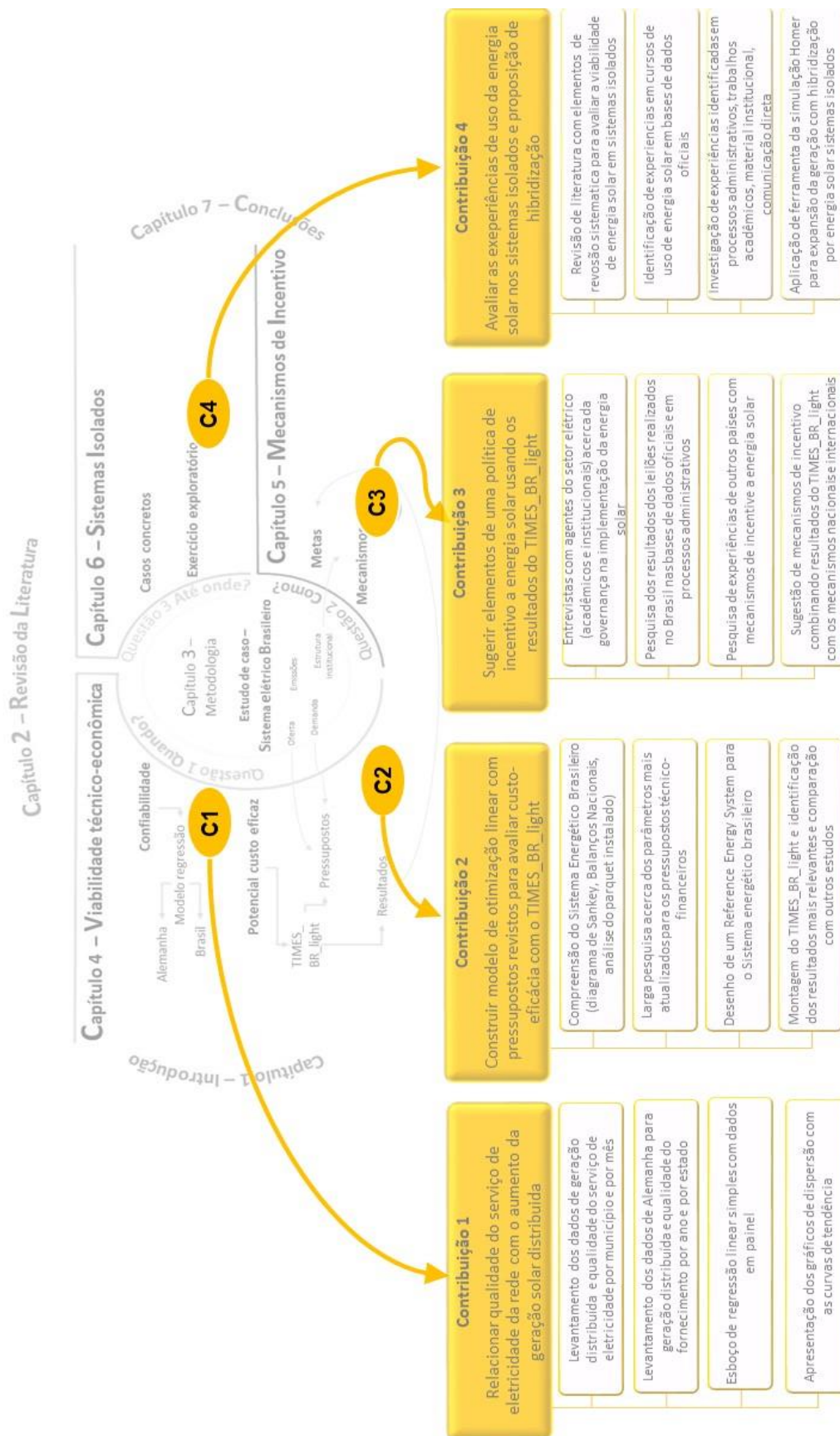


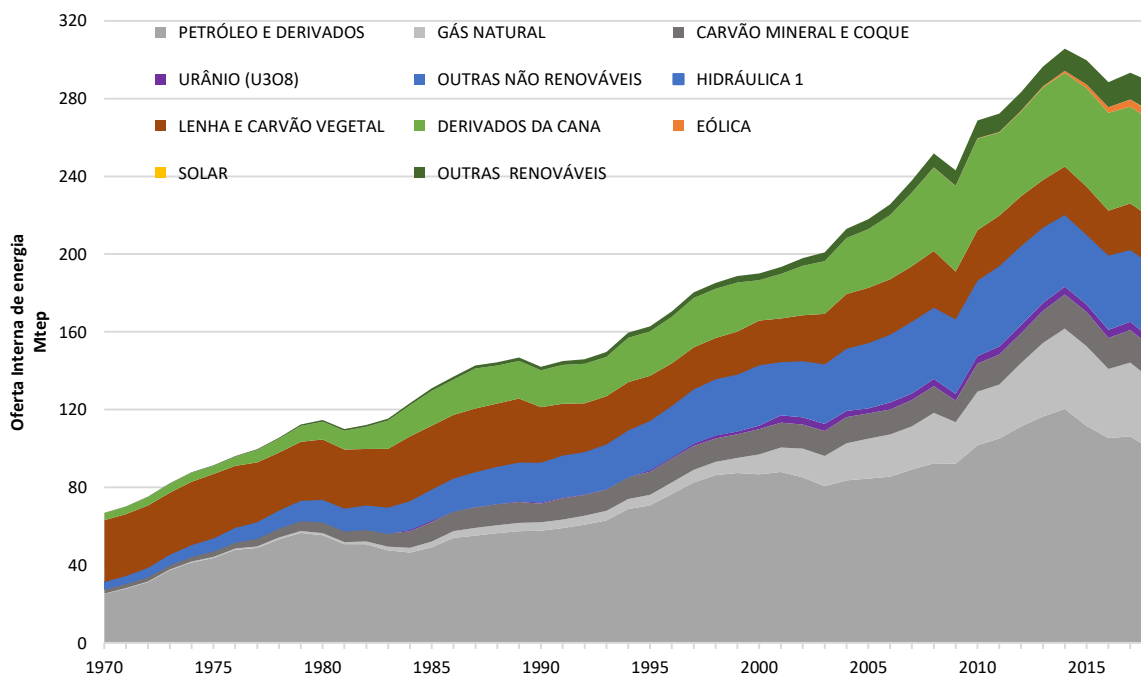
Figura 3.1 – Organização da investigação em torno das questões de investigação e síntese das contribuições esperadas

3.1 ESTUDO DE CASO: Sistema Elétrico Brasileiro

O Brasil é o maior país da América Latina, a oitava maior economia global e o sétimo emissor mundial de GEE. A população brasileira é de aproximadamente 210 milhões de habitantes (IBGE, 2020b) que estão distribuídos em 5.570 municípios, em 27 unidades da federação, agrupadas em 5 regiões, Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul. O sistema energético nacional é composto pela oferta de fontes primárias endógenas e importadas, por centros de transformação, pelas exportações e pelo consumo energético e não energético, além das perdas.

As fontes endógenas de energia no Brasil são potencial hídrico, força cinética do vento, radiação solar, biomassa dedicada e residual, gás natural, petróleo, carvão mineral e urânio. Há seis tipos de centros de transformação no sistema energético brasileiro: as refinarias de petróleo, as unidades de regaseificação de gás natural, as coqueiras, as carvoarias, as destilarias e as centrais elétricas que estão classificadas em centrais elétricas de serviço público e autoprodução. O consumo de energia está dividido em residencial, comercial, agricultura, serviço público, transportes e indústria. Em termos de conteúdo energético, o principal produto de exportação é o petróleo, com quase 56 milhões de toneladas e a principal importação do sistema é o óleo diesel com quase 10 milhões de toneladas equivalentes de petróleo em 2018 (EPE, 2019d).

A oferta interna de energia no Brasil está aumentando de forma muito significativa nas últimas décadas, em 2018 foi quase cinco vezes maior do que em 1970 como ilustra a figura 3.2. Ao longo destes 48 anos, o país passou de uma grande dependência de lenha e carvão vegetal para o uso crescente de outras fontes de energia como a hidráulica e o produtos de cana-de-açúcar. Até o início dos anos 90 observa-se uma diversificação de fontes na oferta de energia total do sistema energético brasileiro, a partir de então, os produtos da cana-de-açúcar e a hidráulica e eletricidade apresentaram um crescimento modesto, e o petróleo e seus derivados ganharam espaço, são dessa forma, a principal fonte da matriz energética brasileira, seguidos pela biomassa.

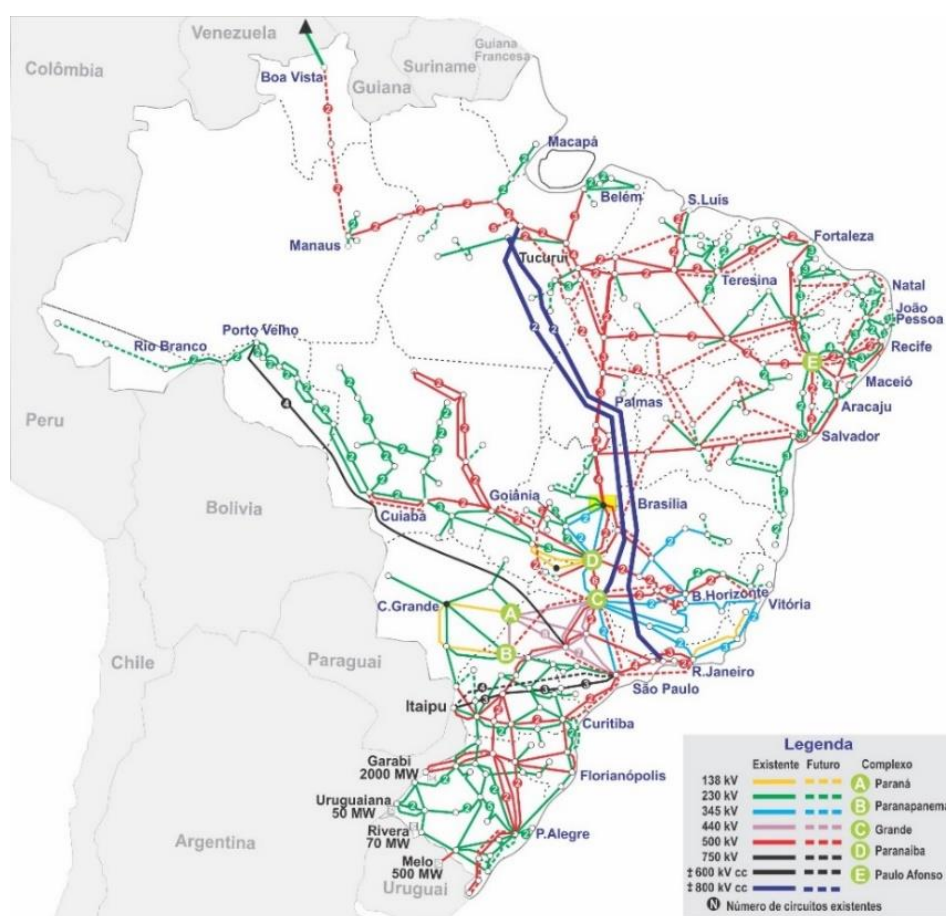


Fonte de dados: (EPE, 2019b)

Figura 3.2 – Oferta Interna de Energia primária

3.1.1 Sistema elétrico brasileiro

O sistema elétrico nacional está dividido em um Sistema Integrado Nacional (SIN) e 270 sistemas isolados. O primeiro atendeu em 2018 a 99,4% da carga de eletricidade e 99% dos consumidores e os sistemas isolados atenderam cerca de 0,6% da carga (EPE, 2019a), aproximadamente 3,2 milhões de pessoas (EPE, 2018e). São dois sistemas bastante distintos, o SIN obedece a lógica do planejamento centralizado, com grandes grupos geradores distribuídos pelo país com 132,8 mil quilômetros de linhas de transmissão conectando ao SIN como mostra figura 3.3 (EPE, 2019a), permitindo uma integração com despacho centralizado, fortemente baseado na máxima exploração intertemporal do potencial hídrico, sendo que a decisão de despacho tem por base o estoque dos reservatórios das hidrelétricas. Já os sistemas isolados, operam em modo ilha, atendendo a comunidades nas quais a conexão na rede elétrica do Sistema Interligado Nacional é inviável.



Fonte de dados: ONS, 2020

Figura 3.3 – Sistema Interligado Nacional

O fornecimento de eletricidade no Brasil é predominantemente baseado em energia hidrelétrica, gerando em 2018, 64,7% da eletricidade nacional enquanto a termoeletricidade não renovável representou cerca de 15,6%, incluindo gás natural, petróleo, carvão e energia nuclear, a biomassa, principalmente produtos derivados da cana representou 8,6% da geração (EPE, 2019a). Destaca-se a energia eólica representando 8,1% do total de eletricidade gerada em 2018, em 2006 a geração eólica foi de 342GWh e em 2018 foi de 48.475GWh, um aumento de mais de 140 vezes (EPE, 2011b,

2019a). Em 2018, a capacidade instalada total das 7.440 geradoras elétricas brasileiras era de 162,4 GW, sendo 1,78GW de energia solar (EPE, 2019a).

Na figura 3.4 observa-se dois movimentos, a variação interanual da geração hidráulica sendo compensada pela variação contrária na geração a gás natural. Observa-se também um crescimento não influenciado pela sazonalidade da biomassa e da geração eólica, sendo esta última com uma taxa de crescimento mais expressiva. Por outro lado, observa-se uma redução na geração de eletricidade baseada em derivados de petróleo e em carvão.

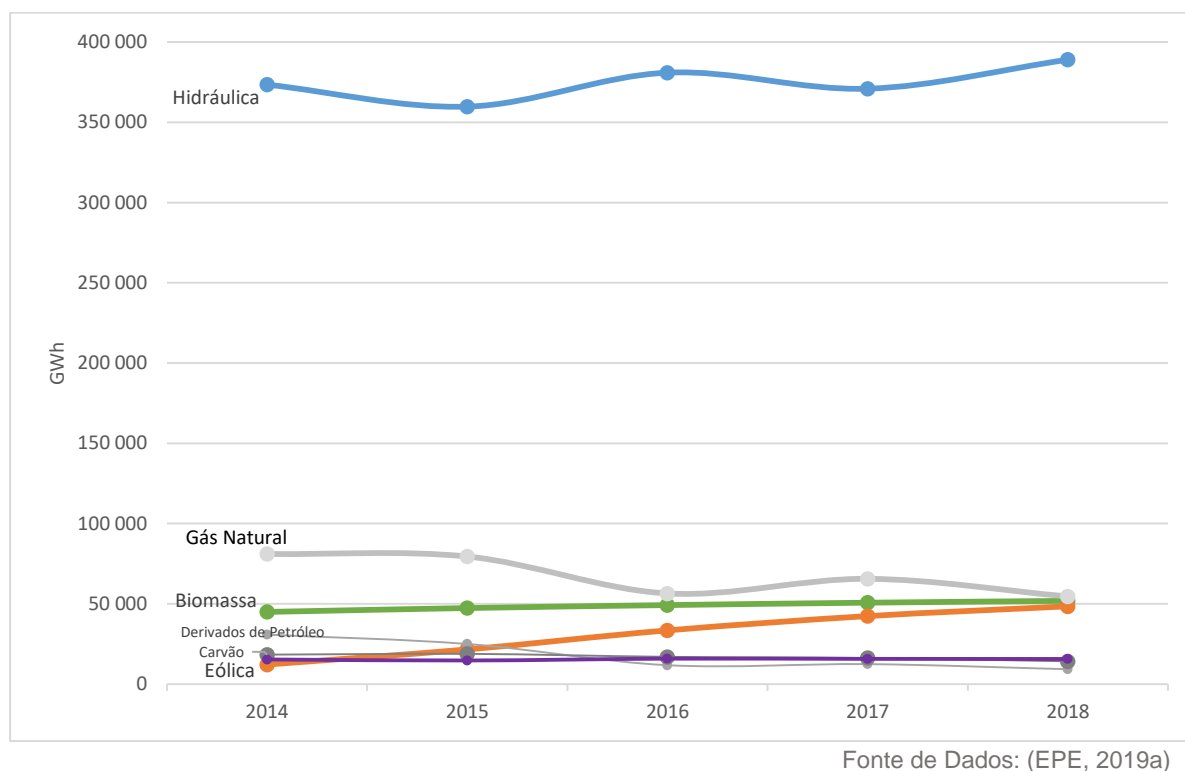
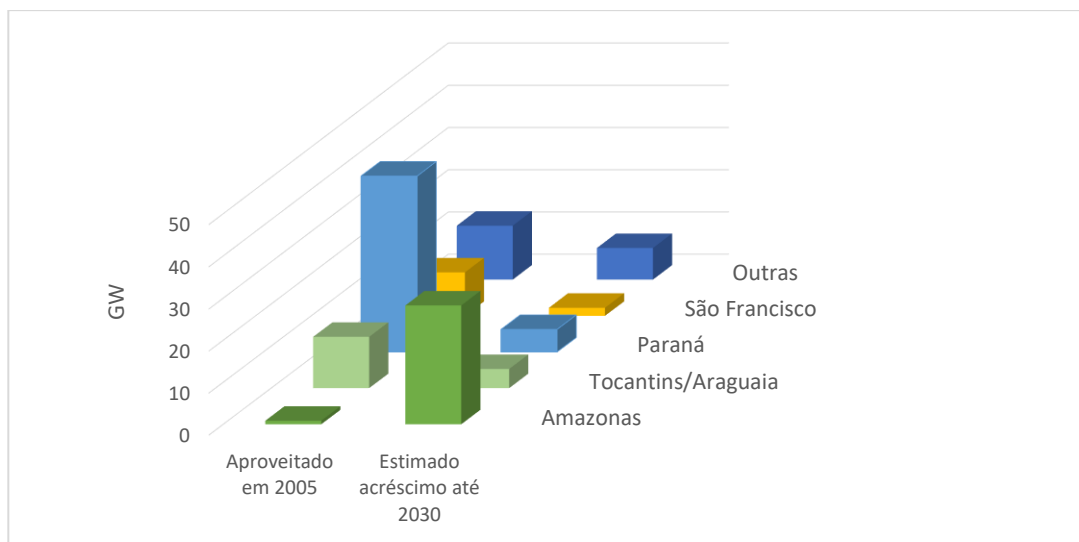


Figura 3.4 – Geração elétrica por tipo de recurso energético no Brasil 2014-2018

Geração hidrelétrica na Amazônia

Para fazer frente ao crescimento da demanda, o planejamento energético nacional tem confiado na expansão da hidroeletricidade na região Amazônica (EPE, 2007a). Esta região apresenta grande sensibilidade ambiental e enorme contestação social (Manyari & Carvalho, 2007). Também está sendo considerado a expansão térmica, incluindo a energia nuclear, e fontes renováveis, e também através da expansão dos parques eólicos.

Atualmente, cerca de 8% do potencial de geração hidrelétrica na região amazônica está sendo explorado, e o Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007a) estimava chegar a 80% do aproveitamento. A figura 3.5 mostra que a maioria das bacias hidrográficas do país tem um pequeno potencial adicional enquanto a bacia do Rio Amazonas, em 2005 pouquíssimo aproveitada, mostra-se como principal potencialidade para crescimento da expansão da fonte hídrica do país até 2030. Atualmente a região amazônica conta com quatro grandes hidrelétricas (Tucuruí-1984, Santo Antônio 2012, Jirau-2013 e Belo Monte-2016, somando 27 GW de potência instalada (ANEEL, n.d.)).



Fonte de dados: (EPE, 2007a)

Figura 3.5 – Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica

No entanto, as questões socioambientais enfrentadas pela construção da barragem de Belo Monte, especialmente a perda de floresta para a criação das barragens e realocação de povos indígenas mostram que a sensibilidade particular da região deve ser considerada dentro do processo de planejamento energético (Tundisi *et al.*, 2014).

Um exemplo desta discussão é dado por Soito & Freitas (2011) que usa a hidrelétrica de Tucuruí como estudo de caso para avaliar as externalidades da geração elétrica na Amazônia. Cumpre destacar que a referida hidrelétrica está em operação desde 1984, tem uma capacidade instalada de 8.370MW e uma área alagada de 2.850 km². Os questionamentos levantados pelos autores destacam as consequências sociais para as populações atingidas e o favorecimento do desmatamento na área de influência do projeto como principais pontos negativos e lições a serem aprendidas. Manyari & Carvalho, (2007) também usam a hidrelétrica de Tucuruí para destacar as consequências ecológicas da construção da hidrelétrica especialmente quanto a mudança na geomorfologia¹⁷ abaixo da barragem.

No que diz respeito aos conflitos sociais e políticos que envolvem a construção de uma hidrelétrica na Amazônia, Hess & Fenrich (2017) destacam que as posições favoráveis ou contrárias à construção da hidrelétrica de São Luiz do Tapajós estão diretamente relacionadas ao grau de benefício/prejuízo dos grupos. Destaca o Ministério das Minas e Energia como o agente que observa os aspectos positivos e as comunidades diretamente afetadas, demais comunidades ribeirinhas e os índios Mundukus como agentes com uma percepção negativa do projeto.

Para além dos problemas de sensibilidade ambiental e aceitação social associados à expansão hídrica na Amazônia, deve referir-se o aumento expectável da frequência de secas no futuro na região. Mendes *et al.* (2017) usa uma combinação de cinco modelos climáticos e 4 cenários juntamente com uma análise da sensibilidade hidrológica e a elasticidade econômica de oito usinas

¹⁷ A construção de barragens causa problemas para o ecossistema a jusante da barragem pois altera a morfologia dos rios barrados com diferentes fluxos de energia e matéria o que pode destruir determinados biotipos (Manyari & Carvalho, 2007).

hidrelétricas atualmente em operação na região amazônica para mostrar que deve haver uma redução na rentabilidade de todas até 2100 por conta do aumento da ocorrência de secas.

Esta incerteza também é destacada por Oliveira *et al.* (2016) quando aponta os impactos que as mudanças climáticas podem ter na indisponibilidade hídrica devido à intensificação das secas, o que constitui um risco para a hidroeletricidade no país. Este risco pode implicar no aumento da demanda por recursos energéticos fósseis que o país dispõe, ameaçando a contribuição e papel positivo do Brasil perante a comunidade internacional para o controle do aquecimento global. A vulnerabilidade da energia hidrelétrica às mudanças climáticas coloca em causa a real eficácia de pautar a matriz energética brasileira nessa fonte de energia (Queiroz *et al.*, 2019; Soito & Freitas, 2011).

Adicionalmente, os reservatórios apresentam mais um problema: aumento das emissões diretas, sobretudo de metano, como sugerida por (Weisser, 2007) com impacto contrário à mitigação climática. Em resposta a esse problema, uma tendência observada é a de hidrelétricas em fio d'água. Tal configuração de empreendimento, por um lado reduz os problemas como as emissões diretas, mas por outro lado diminui a capacidade de equilíbrio do sistema de energia que as hidrelétricas baseadas em grandes reservatórios têm, ou seja, hidrelétrica a fio d'água são menos despacháveis.

Conforme o relatório (MMA, 2013) há mais de 100 razões para explicar o desmatamento na região, sendo a geração de eletricidade uma delas. Algumas usinas hidrelétricas deixarão de ser construídas, como São Luiz do Tapajós, enquanto outras tiveram sua operação adaptada para operar em modo de fio d'água, apesar de diminuir sua produtividade (EPE, 2017d). A expansão e utilização do potencial hidrelétrico na região Amazônica está novamente sendo debatido após as eleições de 2018 no Brasil. Portanto, revisar alternativas custo eficazes para a energia hidrelétrica na Amazônia (como a energia solar) é ainda mais relevante agora a fim de abordar completa e objetivamente a transição energética.

Alternativas de expansão da geração de eletricidade

As alternativas para a expansão da geração elétrica no Brasil, conforme os Planos Decenais de Expansão 2023, 2024, 2026, 2027 e 2029 apresentados na tabela 3.1 mostram um aumento da participação das energias renováveis alternativas (pequena hídrica, eólica, solar e biomassa), enquanto no PDE 2023 a expansão destas fontes era de menos de 50GW até 2023, no PDE 2029, a expectativa é que estas fontes signifiquem uma capacidade instalada de 87GW na matriz elétrica em 2029, ou um terço do total. A hidrelétrica grande tem uma projeção de redução na sua participação relativa na potência de 64% para 49% da matriz. Há ainda a projeção de um aumento na participação relativa da potência da geração térmica fóssil de 14% para 18% da potência da matriz.

Tabela 3.1 – Projeções de capacidade instalada para geração elétrica no Brasil conforme Planos Decenais de Expansão

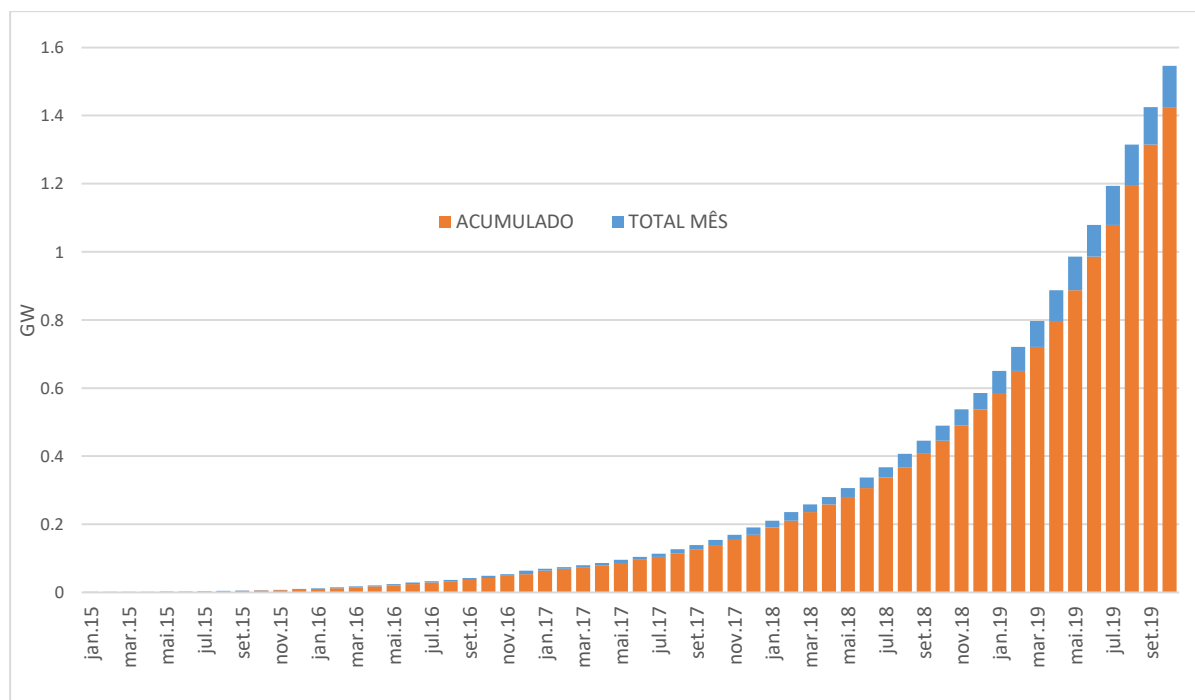
	2019 (MAIO) EPE, 2020		2023 (EPE, 2014f)	2024 (EPE, 2015b)	2026 (EPE, 2017d)	2027 (EPE, 2018f)		2029 (EPE, 2020b)		Δ2029/2019		
	GW									GW	%	
HIDRICA GRD	97,6		116,9	116,2	110,5	110,4		104		6,4	6,55	
HIDRICA PEQ,	36,7	6,3	47,2	56,4	63,2	70,6	8,8	86,9	9	50,2	137	
EÓLICA		15,0										39,5
SOLAR		2,1										22,6
BIOMASSA		13,3										15,8
NUCLEAR	2		3,4	3,4	3,4	3,4		3,4		1,4	70	
GÁS NATURAL	20,3	12,9	28,4	29,6	23,2	28,5	23	38,7	36,2	18,4	90,64	
CARVÃO		2,7										2,1
ÓLEO		4,7										0,4
ALTERNATIVA DE PONTA					12,2							
UTE CICLO ABERTO + ARMAZENAGEM							13.1					

Os Planos Decenais de 2026 e 2027 (EPE, 2017d, 2018f) usaram os termos “alternativa de ponta” e “UTE Ciclo aberto + armazenagem” para caracterizar alguma incerteza acerca das fontes que poderão atender as variações intradiárias máximas, os chamados picos ou pontas. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, PDE2027, (EPE, 2018f) mostra que a expectativa da EPE é de um aumento da energia solar, mas muito reduzido perto do seu potencial. O Plano Nacional de Energia 2030 prevê uma participação “marginal” da fonte solar na matriz brasileira até 2030. A Empresa de Pesquisa Energética lançou um estudo onde mostra que o potencial técnico de energia solar fotovoltaica centralizada (506 TWh/ano – considerando regiões antropizadas com irradiação diária superior a 6kW/m²) ou solar termelétrico (CSP) (733 TWh/ano – considerando cilindro parabólico sem armazenagem) seria suficiente para abastecer a totalidade da carga de eletricidade do país (463 TWh/ano, demanda total de eletricidade 2013), e que o potencial técnico do aproveitamento fotovoltaico residencial distribuído (287 TWh/ano) é superior à demanda residencial (125 TWh/ano em 2013) (EPE, 2016a).

O uso atual de energia solar no Sistema Interligado Nacional

Estudar energia solar no Brasil entre 2015 e 2020, é como estudar uma revolução enquanto ela acontece. A capacidade instalada de geração fotovoltaica distribuída era da ordem dos kW, agora, quase cinco anos depois é da ordem dos GW. A geração centralizada contratada por leilão era uma experiência isolada e agora já há quase uma centena de plantas em operação fruto de leilões. As subseções seguintes detalham este processo de transformação.

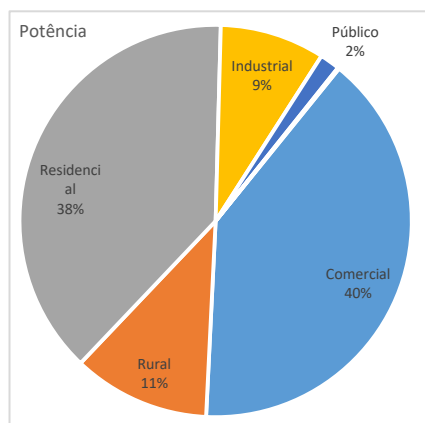
No que diz respeito aos *prosumers*, ou seja, aos consumidores que também produzem e injetam eletricidade na rede, cumpre destacar que os maiores aumentos têm acontecido nos últimos meses de 2019 como mostra a figura 3.6.



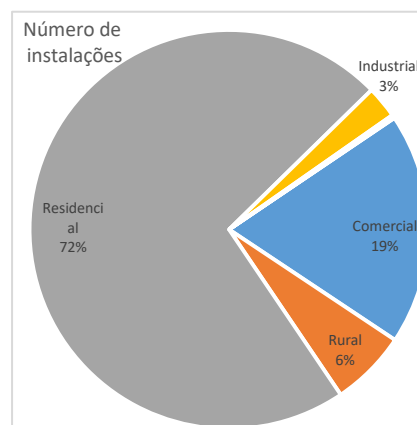
Fonte de dados: (ANEEL, 2019e)

Figura 3.6 – Capacidade instalada da geração distribuída fotovoltaica acumulada e no mês

O crescimento foi exponencial, passando de 0,0046 GW no início de 2015, para 1,99GW em 2019, havendo em dezembro de 2019 perto de 172 mil unidades consumidoras com geração fotovoltaica. Os setores comerciais e residenciais são equiparáveis em termos de potencia como mostram as figuras 3.7 e 3.8 mas em termos de unidades consumidoras, a situação é diferente. Em 18/11/2019, o setor comercial representava 19% das unidades geradoras e respondia por 40% das contribuições de PV de geradores distribuídos.

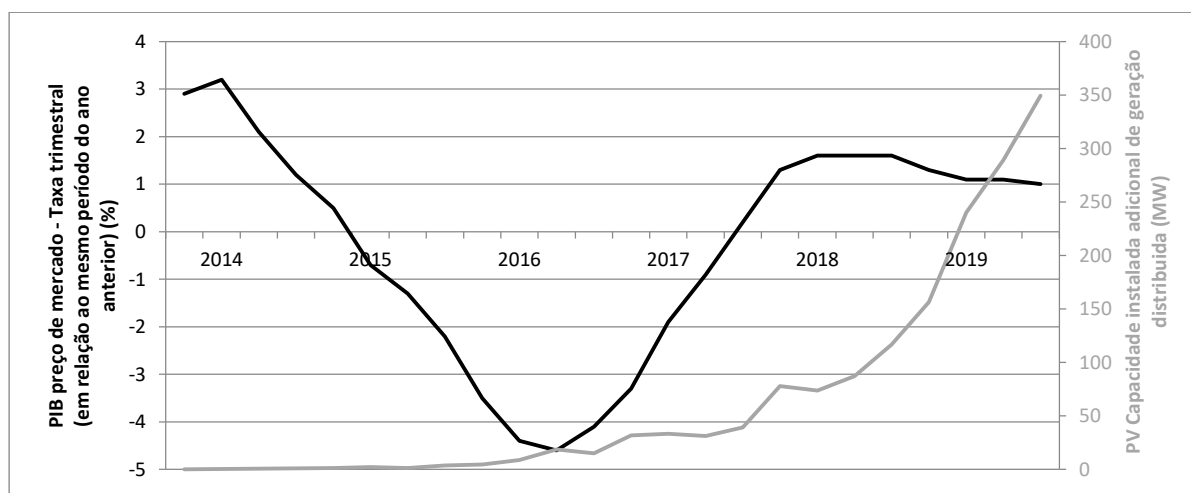


Fonte de dados: (ANEEL, 2019e)
Figura 3.7 – Potência da geração distribuída fotovoltaica por setores



Fonte de dados: (ANEEL, 2019e)
Figura 3.8 – Número de instalações de geração distribuída fotovoltaica por setores

Em 2017, apesar da crise econômica nacional, o número de unidades instaladas de geração fotovoltaica distribuída aumentou 168% e 141% em 2018. A figura 3.9 mostra a evolução do PIB em relação ao ano anterior e a evolução dos acréscimos de capacidade instalada distribuída, em 2015-2016 apesar da crise mostrada no decréscimo do PIB, observa-se algum crescimento da geração distribuída, em 2017 há um aumento do crescimento do PIB e também da geração distribuída, entre 2018 e 2019 o crescimento do PIB estabiliza e chega mesmo a decrescer novamente e a geração distribuída continua a crescer em ritmo acelerado. O *decoupling* entre a dinâmica do PIB e a instalação de geração distribuída ocorre aproximadamente no segundo trimestre de 2018.

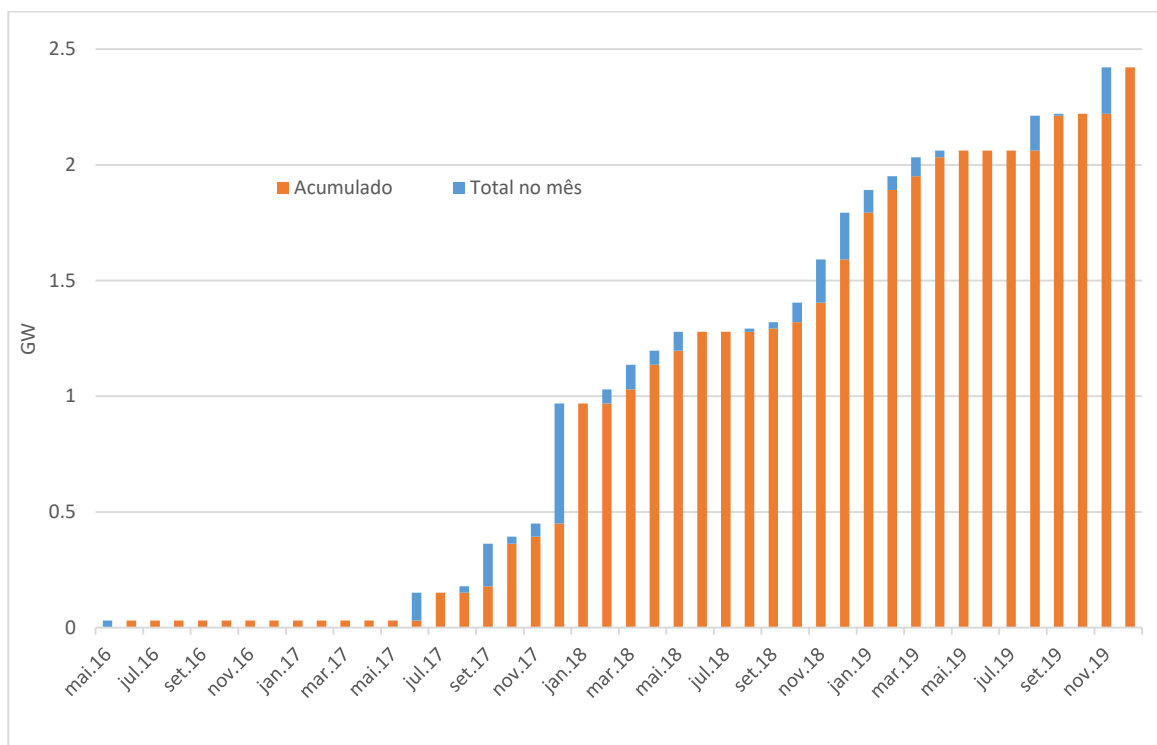


Fontes de dados: (ANEEL, 2019e; IBGE, 2020a)
Figura 3.9 – Incrementos de capacidade instalada de geração distribuída e variação do PIB

Em 18/11/2019 havia 99.250 consumidores residenciais conectados à rede para geração distribuída, em termos de localização das instalações, a maioria (85.993) localizada no local de consumo. Existem algumas unidades residenciais PV remotas para autoconsumo (13.016), geração compartilhada (215) e consumo múltiplo (26) (ANEEL, 2019e).

Projeções futuras feitas pela ANEEL, (2017) apontam para a continuidade desse crescimento exponencial, prevendo que 886.700 micro geradores estarão conectados à rede em 2024, 91% dos quais seriam residenciais e os 9% restantes em prédios comerciais (ANEEL, n.d.). O número de instalações contrapõe as expectativas de Miranda *et al.*(2015), que estimaram em cerca de 68 mil o número de consumidores residenciais que poderiam vir a instalar painéis fotovoltaicos. Apesar da estimativa da ANEEL (2017) de chegar a 887 mil consumidores com instalações parecer excessivamente otimista, significando cerca de 150 mil novas instalações por ano nos próximos cinco anos, o número de instalações nos dois primeiros meses de 2020 já foi quase o dobro do mesmo período de 2019, não havendo ainda sinais de arrefecimento da tendência. Em 2019 foram 113 mil unidades adicionais de geração distribuída cadastradas pela ANEEL. Conforme Greener (2019b), o crescimento no número de instalações em 2019 pode ser explicado pela expectativa de alteração da legislação que poderia deixar a geração distribuída menos atrativa.

O ano de 2019 também foi um ano marcante para a geração de energia solar fotovoltaica centralizada, neste ano entram em operação de 24 usinas fotovoltaicas acima de 5 MW. Entre 2016 e 2018 entraram em operação outras 62 usinas de geração fotovoltaica representando uma capacidade instalada de 2,42 GW. A figura 3.10 mostra o crescimento da geração centralizada mês a mês indicando o adicional de cada mês e a capacidade existente.



Fonte de dados: (ANEEL, n.d.)

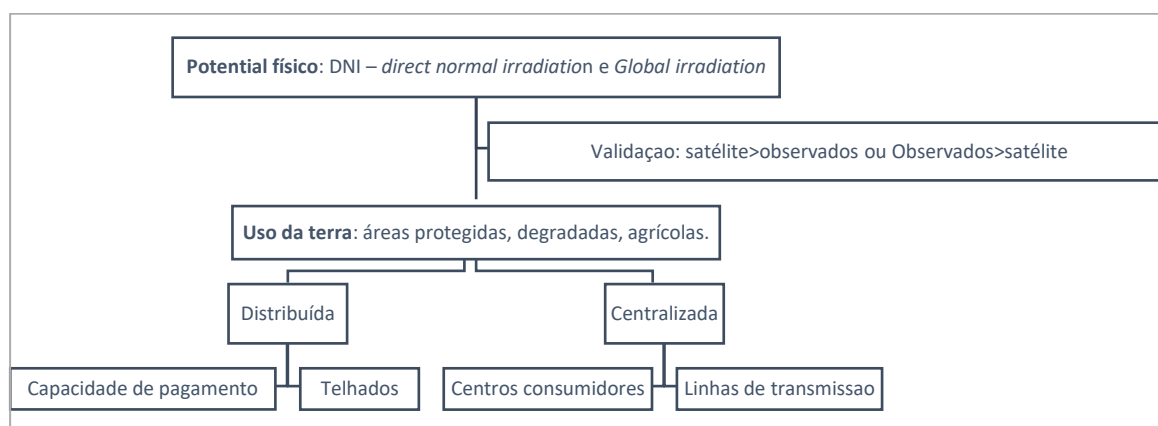
Figura 3.10 – Geração fotovoltaica centralizada acumulada até o mês em que entraram em operação no mês

Todos os 86 projetos em operação são oriundos da realização de leilões e representam 58,5% das usinas contratadas em leilões até fevereiro de 2020. Espera-se, portanto, o crescimento das instalações de geração centralizada nos próximos meses, especialmente se houver a continuidade da realização de leilões.

Conforme Greener (2019b), entre 2017 e 2019, os dados alfandegários indicam que foram importados módulos fotovoltaicos que somam 6,97 GW, sendo que a mesma fonte estima que a produção nacional represente cerca de 3% do mercado. O total de instalações centralizadas (2,42 GW) e distribuídas (1,99 GW) feito com material importado seria equivalente 4,28 GW, havendo módulos fotovoltaicos já importados e não instalados ou não registrados equivalentes a 2,69 GW. É possível inferir que as instalações ainda tendem a crescer em 2020 e/ou que parte das instalações pode não estar sendo registrado nos sistemas da ANEEL, nomeadamente o Banco de Informações de Geração e o Banco de Dados sobre Geração Distribuída.

Potencial de geração solar

A avaliação do potencial de uso da energia solar, conforme revisão da literatura, pode dividir-se em duas fases, como demonstrado na figura 3.11: 1) o levantamento de dados de incidência solar DNI (*direct normal irradiation*) para CSP e *Global Horizontal Irradiation* para PV; 2) identificar os locais aptos a receber instalações deste tipo, sendo que esta espacialização deve ser feita considerando a inclinação e tamanho da área e a inexistência de limitações na legislação socioambiental e também um levantamento das áreas degradadas como fez (EPE, 2016a). Aspectos adicionais devem ser considerados consoante o tipo de geração, para a geração distribuída devem ser considerados as características dos telhados e a capacidade de pagamento das famílias (Miranda *et al.*, 2015). Para a geração centralizada, os aspectos adicionais a serem considerados são a proximidade dos centros consumidores e a capacidade de escoamento das linhas de transmissão ou as subestações da rede.

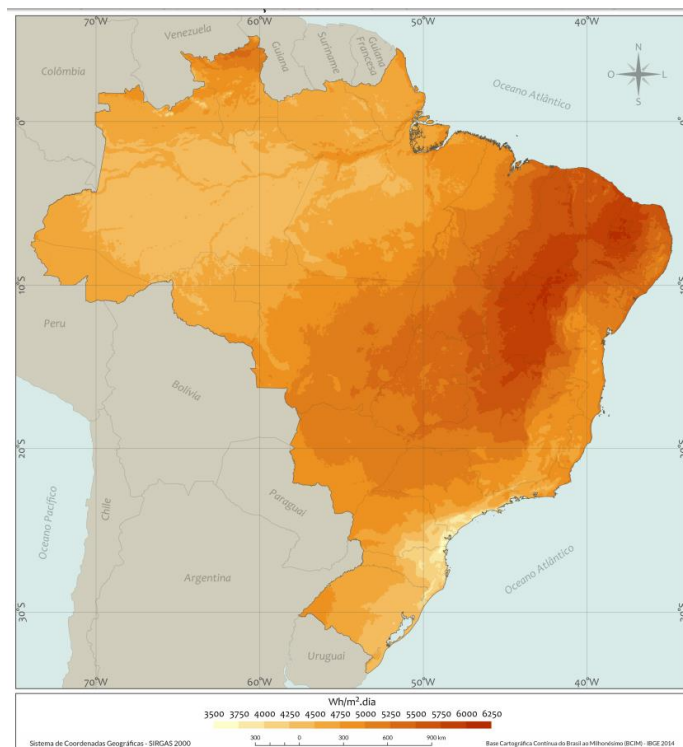


Fonte de dados: (EPE, 2016a) com adaptação

Figura 3.11 – Estrutura de determinação do potencial de aproveitamento fotovoltaico

O Instituto Nacional de Pesquisas Especiais (INPE), por meio de seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) lançou em julho de 2017 a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, ampliada e revisada (Pereira *et al.*, 2017). A versão anterior foi lançada em 2006. O Atlas reúne 17 anos de dados de satélite, usa o modelo de transferência

radiativa Brasil-SR e valida os dados com os das estações da rede Sonda (doze estações mantidas pelo INPE e cinco estações parceiras). A figura 3.12 mostra o resultado da radiação global, conforme Pereira *et al.*, (2017), os locais com menor irradiação global média diária ainda tem uma incidência solar superior aos sítios com melhor irradiação global na Alemanha.



Fonte de dados: Pereira *et al.*, 2017

Figura 3.12 – Mapa da irradiação global horizontal total diária média anual

Além de mostrar a irradiação global total, o atlas também estima a radiação direta normal (DNI) e no plano inclinado na latitude. O Atlas busca ainda relacionar a disponibilidade do recurso com sua capacidade de geração solar fotovoltaica. As estimativas são sempre feitas com base anual, mensal e/ou diária.

O semiárido nordestino é a região brasileira com maior incidência e relativa constância de disponibilidade de recurso solar mesmo nos meses em que o potencial de geração é mais baixo, nomeadamente fevereiro e junho, é esta a região com maior potencial. A unidade de medida utilizada no Atlas é KWh/KWp.mês admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos. Ainda no que diz respeito ao Atlas, é feita uma prospecção para o futuro: aliar o uso da energia solar fotovoltaica com veículos elétricos com tecnologia V2G (*vehicle to grid*), onde estes podem servir como baterias para o sistema, permitiria uma redução do pico de carga bem como sua deslocamento intradiária.

O Atlas não tem dados horários, nível de granularização adequado para a avaliação da integração da energia solar. Nesta tese, identificando a indisponibilidade de dados horários para geração solar, usou dados horários brutos de uma estação radiométrica disponibilizados na Rede Sonda do INPE, mais especificamente na estação de Petrolina (09° 04' 08" S, 40° 19' 11" O, altitude 387m) para o ano de 2013.

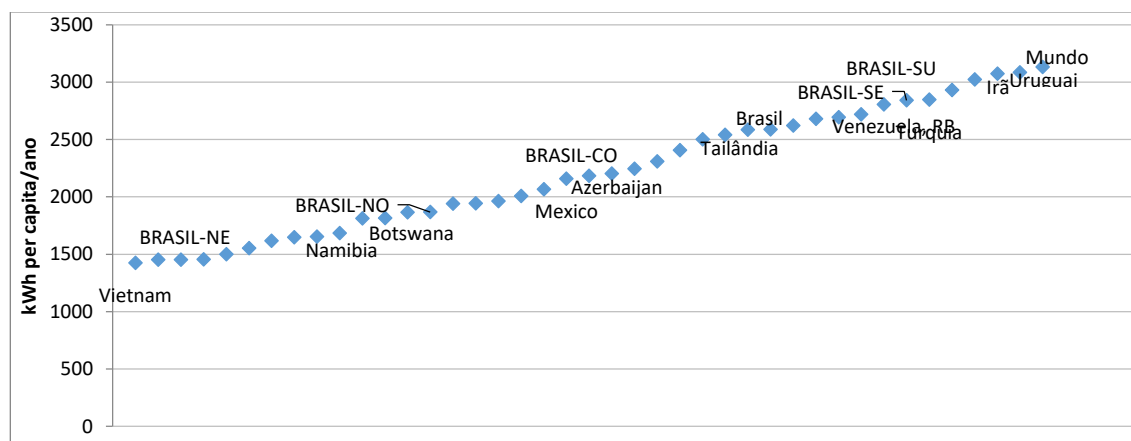
Demanda por energia

A demanda de energia no Brasil é feita por sete setores: residencial, industrial, público, comercial, agricultura, transportes e energia, sendo o setor industrial o maior demandante de energia, responsável por 55% da demanda de energia atualmente. Entre 1970 e 2018 houve uma inversão na demanda do setor residencial e do industrial, inicialmente o setor residencial era responsável pela demanda de 60% da energia do país e a indústria por 23% da demanda de energia. Em 2018 o setor residencial é responsável por apenas 8,5% da demanda de energia final. Vale destacar que houve uma redução do consumo de energia no setor residência de 65% em termos absolutos por conta da redução do uso da lenha e do aumento da eletricidade e do gás liquefeito de petróleo, que permitem um uso mais eficiente da energia. A intensidade energética do setor residencial caiu de 0,237 tep/habitante em 1970 para 0,121tep/habitante em 2018.

Em termos industriais, a principal indústria no consumo de energia é a de produção de alimentos e bebidas, seguida pelo papel e celulose - ambas tiveram um crescimento mais expressivo depois de 2001. As principais fontes de energia usada pela indústria em 2018 foram a eletricidade (21,3%), o bagaço de cana (16,3%) e o gás natural (11,4%) (EPE, 2019c).

Demanda atual no setor elétrico

Conforme projeções da Agência Internacional de Energia (IEA), 90% do crescimento esperado na demanda de eletricidade até 2040 deverá ocorrer nos países em desenvolvimento, como é o caso do Brasil. O sistema de energia elétrica brasileiro inclui aproximadamente 84 milhões de usuários que consumiram em 2018 cerca de 475TWh (EPE, 2019a), dos quais 72 milhões são consumidores residenciais, 518 mil industriais, 5,7 milhões consumidores comerciais e 4,5 milhões de consumidores rurais. A média de consumo per capita nacional de 2.543kWh, com fortes variações regionais, de 1.451kWh per capita na região Nordeste para 2.930kWh per capita na região sul, em 2014. Os valores do Nordeste aproximam-se dos valores do Vietnã enquanto os valores do sul se aproximam da Turquia e do Irã (EPE, 2019a; WorldBank Datasets, 2019). A figura 3.13 mostra estas disparidades, em todas as regiões do Brasil o consumo de eletricidade per capita foi inferior ao consumo per capita mundial, mas enquanto a região sul (BRASIL-SU) está bem próximo desta média mundial, a região nordeste (BRASIL-NE) tem um consumo inferior a metade da média mundial.



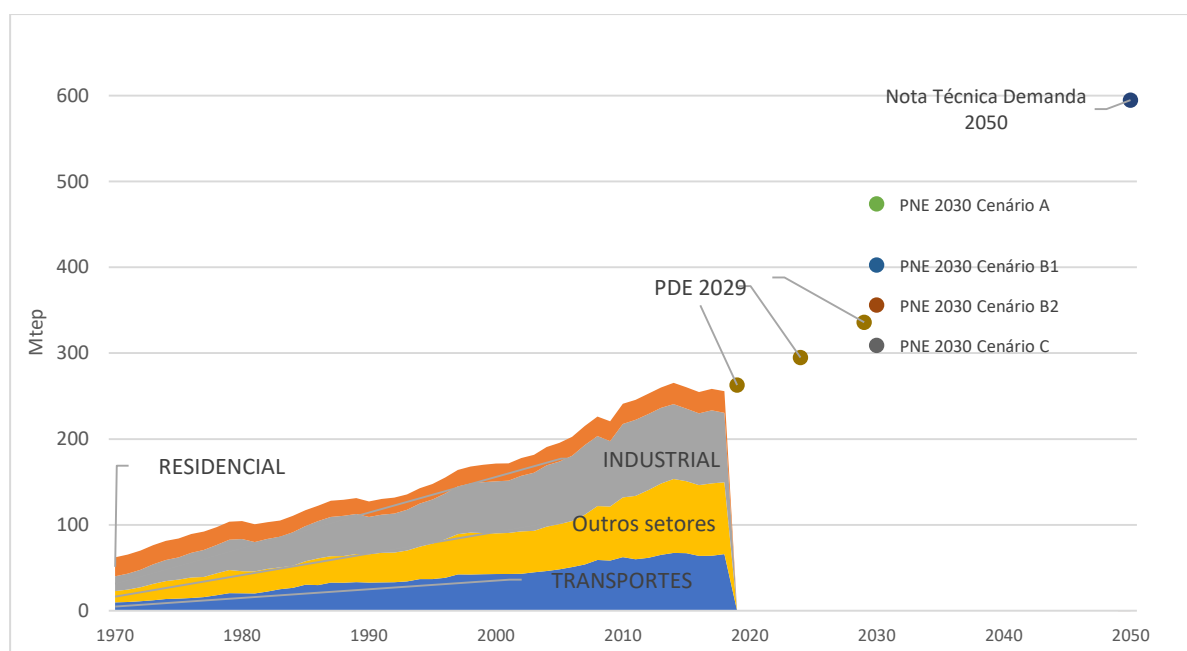
Fonte de Dados: (EPE, 2019a, WorldBank Datasets, 2019)

Figura 3.13 – Consumo de eletricidade per capita em 2014 nas regiões do Brasil e em países no mundo.

O subsistema Norte atende a 7,4% dos consumidores do país, o Nordeste 23,6% dos consumidores, os subsistemas Central e Sudeste 53% dos consumidores e o subsistema Sul atende a 14,9% dos consumidores. Os consumidores residenciais representam 86% dos consumidores e 29% do total consumo de eletricidade (EPE, 2019a). Ainda sobre o SIN, convém destacar que em 2018, a rede registrou 19,1% do total de perdas no SIN com algumas diferenças entre os subsistemas, sendo 30,1% no subsistema Norte e 13,9% no Sul (EPE, 2019a), sendo a média mundial de 8.25% em 2014 (WorldBank Datasets, 2019).

Demanda futura de energia elétrica

Nesse sentido, convém analisar o que o Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007a) que prevê uma continuidade do crescimento na demanda variando de 2,2% a 5,1% ao ano entre 2005 e 2030 em diferentes cenários de crescimento econômico e dinâmica populacional, cenários A, B1, B2 e C, mostrado na figura 3.14, sendo o primeiro o mais otimista nos dois aspectos e o quarto o mais pessimista e os dois cenários B os intermédios. Embora o ritmo de crescimento da economia brasileira tenha caído em 2015 e 2016 devido à crise política e econômica, a recuperação cíclica da economia deverá restaurar a taxa de crescimento anual do PIB para 2,5% até 2026 (EPE, 2017d) significando um crescimento cumulativo de 50% entre 2006-2026. Como mostra a Figura 3.14, isso se traduz em uma taxa média projetada de aumento anual de 2,2% para a demanda final de energia entre 2013 e 2050, com base em projeções oficiais (EPE, 2014e).



Fonte de dados: (EPE, 2007a, 2014e, 2020b, 2020a)

Figura 3.14 – Consumo de Energia Final, observado (1970-2018), e projetado até 2050.

Entre 2000 e 2017, a demanda global de eletricidade cresceu cerca de 69% com uma taxa média de crescimento anual de 3,1% (IEA, 2018). No mesmo período, o consumo de eletricidade no Brasil cresceu 52%, sendo o crescimento anual médio 2% (EPE, 2020a). Para atender ao crescimento da demanda, foram acionadas usinas termelétricas principalmente movidas a gás natural, observando-se uma carbonização da matriz elétrica brasileira. Entre 2006 e 2017, a capacidade instalada de geração termelétrica não nuclear, passou de 20,3GW em 2006 para 41,6GW em 2017. Destaca-se

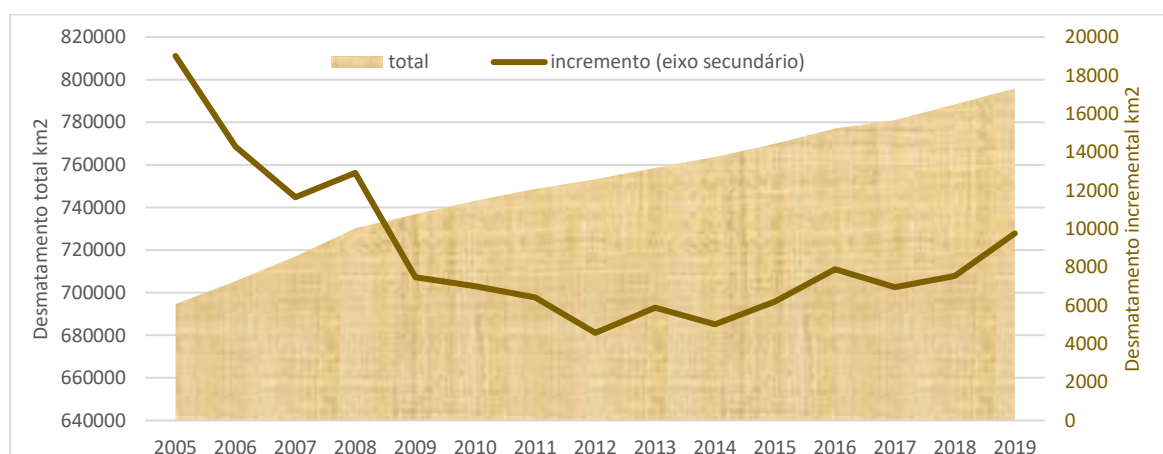
o gás natural que gerou cerca de 18 TWh em 2006 (4% do total), 81 TWh em 2014 (14% do total) e 54,6 TWh em 2018 (9% do total) (EPE, 2011, 2018a), nos mesmos anos, a geração hidrelétrica foi 83%, 63% e 65% da geração total.

Emissões de gases do efeito estufa no Brasil

O Brasil é caracterizado por ter alto percentual de renováveis em sua matriz energética, quando comparado ao resto do mundo. Esse fator, somado ao fato de que o país detém a Floresta Amazônica faz com que o país tenha um papel relevante no quadro internacional das mudanças climáticas. Convém destacar também o papel pioneiro do país na promoção do uso de biocombustíveis no transporte, como foi o caso da implementação da política do Proálcool, onde houveram muitos incentivos para a utilização de etanol para os veículos leves nos anos 80 do século XX, seja pela realização da Rio 92, onde foi desenhada a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, sigla em inglês).

Mais recentemente o Brasil apresentou metas voluntárias de redução das emissões de gases de efeito estufa em 2009 na COP15 e em 2016 na COP21, no Acordo de Paris. Nesta última destacou-se nas negociações internacionais por ter sido o único país em desenvolvimento a apresentar metas voluntárias ambiciosas de redução das emissões absolutas, redução de 43% das emissões nacionais de GEE em 2050 em relação a 2005 (Brasil, 2015).

Merece ainda destaque a forte política de combate ao desmatamento que teve espaço no país entre 2004 e 2011 o que permitiu uma redução das emissões totais de gases de efeito estufa da ordem de 40% nas emissões entre 2005 e 2012 (Observatório do Clima, 2016). Com uma contribuição de 2,3% das emissões globais de GEE (Olivier & Janssens-Maenhout, 2012). A descontinuidade da política de combate ao desmatamento nos últimos quatro anos tem levado a uma reversão deste quadro e uma intensificação do desmatamento na Amazônia – como mostra a figura 3.15, o desmatamento na Amazônia Legal é crescente e a taxas crescentes. Os dados da figura são do projeto de Monitoramento do Desmatamento da Floresta Amazônica Brasileira por Satélite (PRODES), uma parceria entre o Ministério do Meio Ambiente e o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e correspondem ao monitoramento do corte raso por imagens de satélite.



Fonte de dados: (INPE, 2019)

Figura 3.15 – Desmatamento na Amazônia Legal – Área desmatada total acumulada (eixo da esquerda) e área desmatada anual (eixo da direita).

Na última década, a intensidade de emissões de gases de efeito estufa da eletricidade produzida no Brasil mais que dobrou passando de 63tCO₂e/GWh em 2006 para 152tCO₂e/GWh em 2014, 104tCO₂e/GWh em 2017 (EPE, 2011, 2018a) devido à implantação de usinas térmicas alimentadas por gás, carvão e petróleo. A geração de eletricidade foi o terceiro maior emissor de GEE em 2016 em termos de emissões totais (19%), atrás de mudança no uso da terra (51%) e agricultura (22%) (do Clima, 2016). Em 2018 houve uma nova redução das emissões que foram de 54 MtCO₂e, entre 2017 e 2018 a geração de eletricidade baseada em gás natural diminuiu 16% compensada por um aumento da hídrica em 5% e eólica 14%(EPE, 2019a).

Diante dos fatos, é imperativo ao país buscar a inserção de fontes renováveis modernas como a eólica e a solar para garantir a diminuição das emissões dos GEE enquanto garante a segurança do abastecimento e protege o sistema das oscilações interanuais do regime pluviométrico que não tendem a diminuir. O potencial hidrelétrico já aproveitado depende da ocorrência de chuvas, as renováveis modernas podem ser um importante aliado para que este potencial possa ser realizado com aproveitamento das sinergias espaciais e temporais entre as fontes renováveis e sem que haja aumento das emissões de GEE.

3.1.2 Descrição dos sistemas isolados

No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN), que interliga as cinco regiões do país, conta com 141.386 km de linhas de transmissão e atende a 99,4% do total do consumo de eletricidade em 2017(EPE, 2018e). Os outros 0.6% são atendidos pelos sistemas isolados da Amazônia e da ilha de Fernando de Noronha. O SIN atende todas as capitais dos estados da federação brasileira com exceção de Boa Vista, Roraima. A figura 3.16 mostra a distribuição espacial dos sistemas isolados.

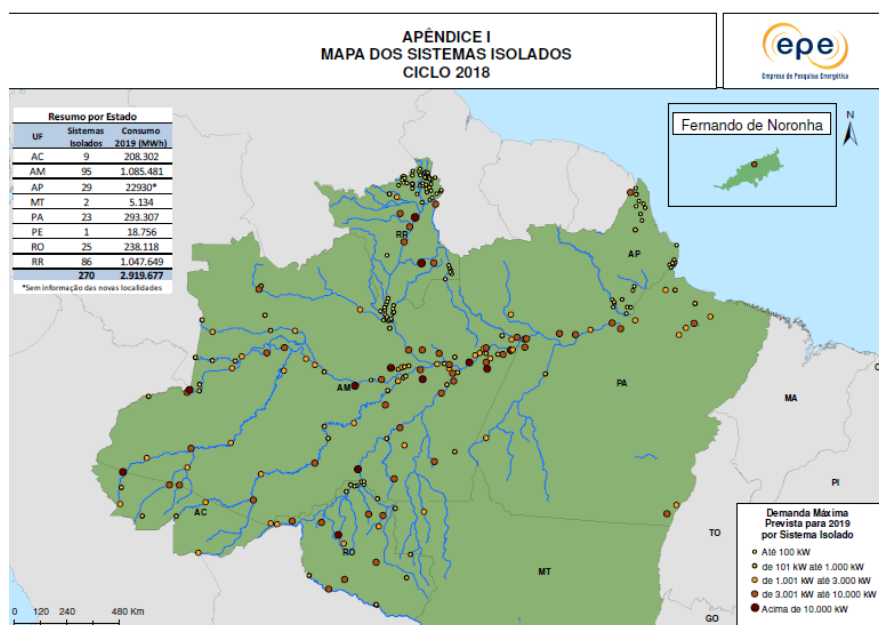


Figura 3.16 – Mapa dos Sistemas Isolados - EPE

As atividades de planejamento de carga e operação nos sistemas isolados esteve a cargo da Eletrobrás até 2016 pelo Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON. A Lei 13.360/2016 passa esta responsabilidade para o Operador Nacional do Sistema. O Decreto Nº 7.246/2010 (Decreto 7246, 2010) determina que cada distribuidora forneça informação ao Ministério de Minas e Energia, com base nas informações prestadas a EPE disponibilizou a Nota Técnica No. EPE-DEE-DEA-NT-005/2018-r1 (EPE, 2018e).

A carga destes sistemas em 2017 foi de 2,83 TWh com perdas médias de 30% (EPE, 2018e). Estes sistemas são atendidos por geradores à óleo diesel basicamente, o combustível é subsidiado e tem o seu custo rateado por todo o Sistema Interligado Nacional. Quatro sistemas são atendidos por gás natural, um por energia hidrelétrica e um híbrido diesel com fotovoltaico. O sistema prevê a utilização de 24h/dia com exceção de 70 sistemas isolados no estado de Roraima cuja utilização é feita em parte do dia. A tabela 3.2 mostra os 270 sistemas isolados com os respectivos estados e distribuidoras responsáveis bem como população e diversidade de geração de eletricidade.

Tabela 3.2 – Sistemas isolados (SI)

Estado	Distribuidora	Quantidade	População atendida	SI com menor carga em 2019	SI com maior carga em 2019
				MWh	
Acre	Eletrobrás Distribuição Acre	9	213.579	2250	151904
Amapá	Companhia de Eletricidade do Amapá	29	43.315	3439	42801
Amazonas	Eletrobrás Amazonas Energia	95	1.657.298	661	171797
Pará	Centrais Elétricas do Pará S.A	21	668.077	2715	54614
	Petrobras BR	2	-	9.64	62801
Rondônia	Eletrobrás Distribuição Rondônia	25	170.953	25	85176
Roraima	Eletrobrás Distribuição Roraima	86	494.409	6	1310602
Mato Grosso	Energisa Mato Grosso	2	4.038	399	5897
Pernambuco	Companhia Energética de Pernambuco	1	3.016	19781	-
TOTAL		9	270	3.254.685	

No atendimento à Boa Vista, a única capital de estado da federação não conectada ao SIN, há uma conexão com a Venezuela, que conforme ONS atende 80% da carga (ONS, 2018), mas o contrato vence em 2019, podendo ser prorrogado até 2021; a parte venezuelana da linha de transmissão não tem tido manutenção e as interrupções no fornecimento são frequentes, também segundo ONS. Segundo a mesma fonte, caso não haja mais suprimento de eletricidade venezuelana, o consumo de óleo diesel no sistema passaria de 71.824 m³ para 373.033 m³ de óleo diesel em 2019. Em 2019, estima-se que os sistemas isolados emitam 2,94 milhões de toneladas de CO_{2eq}.

Já foi identificada a necessidade de investimento para expansão ou substituição de máquinas em 135 sistemas isolados (EPE, 2018e). O custo total do diesel para fornecer esses sistemas suportados em 2018 foi de cerca de US \$ 1,6 bilhão conforme a mesma fonte. Além de ser uma tecnologia cara e com muita emissão de carbono, os geradores tradicionais a diesel que atendem a 87% da demanda de energia em sistemas isolados, também são problemáticos e ineficientes no contexto da Amazônia. Muitos sistemas isolados podem ser alcançados apenas de barco, e o regime sazonal de chuva da região torna alguns sistemas isolados inacessíveis por barcos de combustível durante parte do ano.

3.1.3 Contexto institucional do sistema elétrico brasileiro

As instituições que compõem o sistema elétrico brasileiro

O sistema de energia brasileiro possui uma estrutura de planejamento centralizado; o Conselho Nacional de Política Energética é o responsável pela formulação de políticas e diretrizes no setor energético e é presidido pelo Ministro de Minas e Energia. A este ministério estão vinculados diversos órgãos, inclusive autarquias que funcionam como agências regulatórias do setor energético, como a ANEEL e a ANP e também a empresa pública EPE. O operador nacional do sistema (ONS) é responsável pela coordenação e controle das operações de geração e transmissão dentro do Sistema Interligado Nacional e do planejamento dos sistemas isolados; é uma instituição de direito privado mas com participação do Ministério das Minas e Energia e dos agentes de geração e transmissão e de representantes dos consumidores e é regulado pela ANEEL. Ainda faz parte do sistema regulatório uma Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) que também é uma entidade civil voltada para a viabilização da comercialização de energia elétrica no país, organiza os leilões de energia elétrica sob delegação da ANEEL.

Os agentes do setor elétrico, conforme conceito da CCEE, aumentaram de 2.738 em 2014 para 7.450 em 2018. Há nesta abordagem sete tipos de agentes: Comercializador, Produtor Independente, Gerador, Consumidor Especial, Consumidor Livre, Autoprodutor e Distribuidor. O crescimento ocorreu especialmente nos consumidores especiais que aumentaram de 1.168 em 2014 para 4.995 em 2018 (EPE, 2019a). Muito provavelmente isso ocorreu pelo crescimento do mercado livre que abriu espaço para os consumidores especiais.

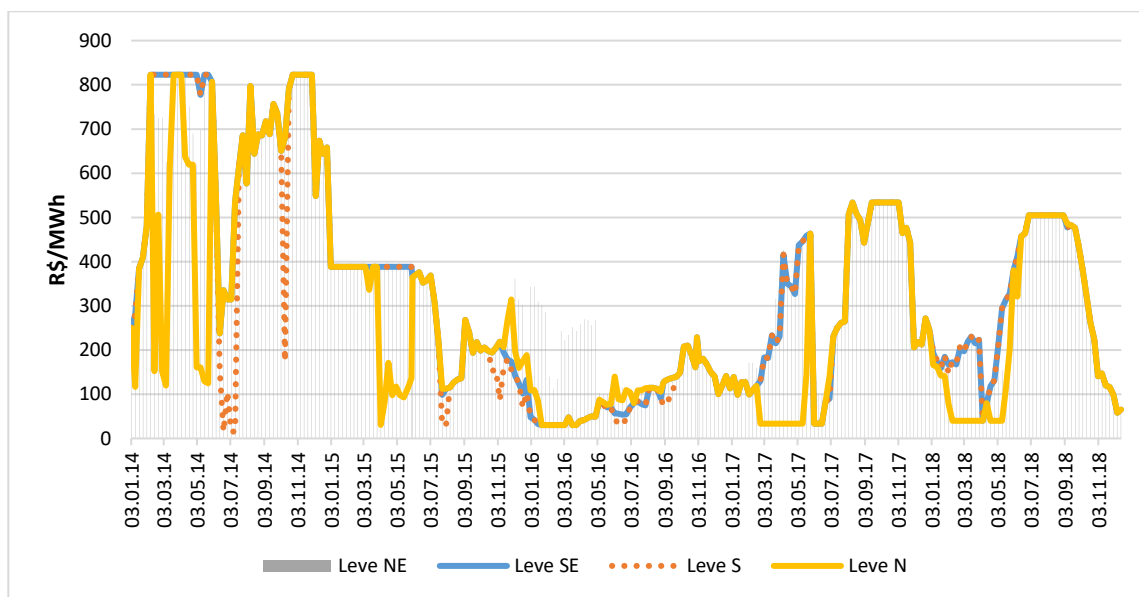
Os submercados de eletricidade no Brasil

O mercado de eletricidade dentro do Sistema Integrado Nacional está dividido em 4 submercados: o Norte, o Nordeste, o Centro-Sudeste e o Sul. Estes submercados estão interligados mas com falhas, sendo a sua integração mais um desafio ao SIN no que diz respeito a demanda e a oferta de energia. As falhas de integração ocorrem devido ao sistema de transmissão ser limitado e às diferenças na disponibilidade de água nos reservatórios, assim os custos de operação podem diferir de região para região (CCEE, 2018c). Estas características poderão no futuro favorecer a integração da geração fotovoltaica distribuída, que pode potencialmente reduzir os congestionamentos das linhas de transmissão.

Para o cálculo da energia no mercado de curto prazo considerando a grande importância da geração hídrica com custo marginal baixo, são usadas as ferramentas NEWAVE e DECOMP que produzem como resultado o Custo Marginal de Operação (CMO) de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal - estes valores são ponderados por carga. As diferenças não refletem limitações na transmissão em cada submercado mas refletem as limitações de transmissão entre os submercados. Os CMOs são a base para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) que em dezembro de 2018 apresentaram diferenças superiores à 50%, foi R\$51,61 para o Norte, R\$71,13 para o Nordeste e R\$78,96 para o Sudeste/Centro-Oeste e o Sul.

Para ilustrar, a carga de eletricidade do Brasil e da Alemanha em 2018 foi similar, cerca de 600TWh, mas na Alemanha a rede de transmissão é composta por 1,8 milhão de quilômetros de linhas de transmissão, enquanto este valor no Brasil é de 132 mil (Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2020; EPE, 2019a). Na Alemanha está em discussão uma ampliação desta rede de transmissão; na contramão da construção deste “cooperplate” está o crescimento da geração distribuída.

A figura 3.17 mostra o PLD, que é medido semanalmente com base nos custos marginais da operação em cada submercado. O desvio do ponto na figura indica que o submercado Nordeste apresentou um custo maior em alguns pontos do que os demais submercados.



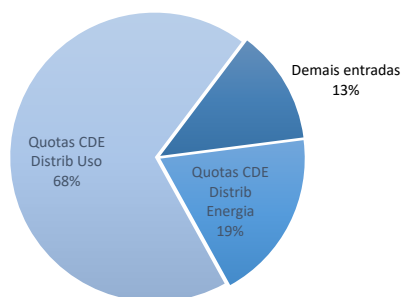
Fonte de Dados: (CCEE, 2019d)

Figura 3.17 – Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) baseado no custo marginal de operação semanal em 4 submercados de eletricidade do sistema integrado nacional - carga leve

As contas setoriais do sistema elétrico brasileiro: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)

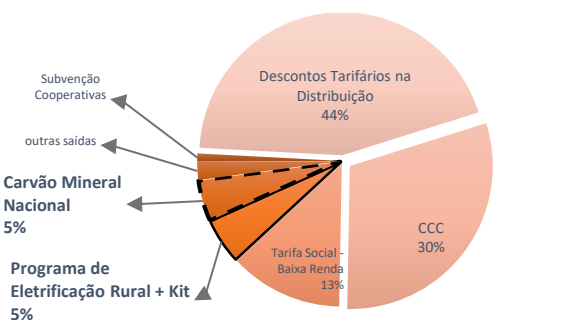
Há no setor elétrico brasileiro duas contas setoriais principais que funcionam como encargos do setor elétrico e são responsáveis pela viabilidade financeira da modalidade tarifária e a universalização do serviço de eletricidade, dois dos pilares do setor elétrico no Brasil.

A primeira conta setorial é a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada pela Lei 10.438/2002 (Brasil, 2002), que, em sua redação atual, visa promover o desenvolvimento energético dos estados, o acesso universal à eletricidade, garantir recursos para subsídios econômicos à energia elétrica de baixo custo para famílias carentes, promove a competitividade do carvão nacional, da eólica, da solar, pequenas hidrelétricas e gás natural, fornece recursos à Conta de Consumo de Combustível (CCC), entre outros. A conta CDE recebe recursos das concessionárias na forma de cotas anuais definidas pela ANEEL e proporcionais ao consumo de energia elétrica na área da concessionária; a gestão dessa conta é feita pela CCEE desde 2017 (Brasil, 2016). As Figuras 3.18 e 3.19 mostram as entradas e saídas do CDE em 2018 (CCEE, 2019c).



Fontes de dados: (CCEE, 2019c)

Figura 3.18 – Receitas da Conta de Desenvolvimento Energético 2018



Fontes de dados: (CCEE, 2019c)

Figura 3.19 – Despesas da Conta de Desenvolvimento Energético 2018

Para verificar a existência de uma possível transferência de recursos do centro-sul para o norte-nordeste do país com recursos do CDE, foi realizada uma análise dos 20 maiores pagamentos em dezembro de 2018, totalizando 79% das saídas, excluindo o CCC. Das 20 maiores empresas que receberam recursos, 13 eram da região centro-sul (sul, sudeste, centro-oeste) e 7 eram da região norte-nordeste. Nesta amostra, das 104 despesas pagas pela CDE em dezembro de 2018, 74% foram para empresas localizadas na região centro-sul e apenas 26% para empresas da região norte-nordeste. Uma análise mais aprofundada precisaria envolver todos os meses do ano e todos os pagamentos feitos, mas nesta amostra não foi possível observar uma transferência de recursos no sentido Centro-Sul para Norte-Nordeste.

O desconto tarifário na distribuição, apresentado na figura 3.19, pode ser baseado em: a) pequenas usinas hidrelétricas, eólica, solar, biomassa e projetos de cogeração; b) irrigação e aquicultura; c) serviço público de água, esgoto, saneamento ou irrigação; d) consumidores rurais ou cooperativas rurais. O fato que mais chama a atenção na análise das despesas da CDE é a proximidade das despesas incorridas com o programa de eletrificação rural e o subsídio ao carvão. Só para fazer uma comparação, em 2018, 254 mil pessoas foram atendidas pelo programa *Luz Para Todos* das quais 230 mil pessoas eram do norte-nordeste (EPE, 2019a). Os recursos para este programa foram da CDE e somaram 957 milhões reais. Por outro lado, o subsídio de carvão de 862 milhões de reais foi pago a três empresas da região sul do país.

A segunda conta setorial é a Conta de Consumo de Combustível (CCC); em 2018 teve despesas devidas no valor de R\$ 5.982.494.321,31, dos quais 57% foram alocados à Amazonas Distribuidora de Energia SA. Em 2017 esse valor foi de R\$ 3 312 823 359,00, dos quais 58,8% foram destinados à Amazonas Distribuidora de Energia SA. Chama a atenção para as despesas incorridas com recursos da CCC em 2018 - é alguma diversificação dos atores que recebem os recursos, 17 empresas seriam proprietárias do recurso, mas o recurso é destinado a 24 empresas, por exemplo, no caso da Amazonas Distribuidora de Energia SA, é pago a esta empresa e a 7 outras empresas. Essa necessidade de diversificação dos atores que atendem aos sistemas isolados foi pontuada por (Van Els *et al.*, 2012). Em 2017, havia 13 empresas que receberam recursos. A Conta de Consumo de Combustível, conforme decreto 774/93, inclui todas as concessionárias de distribuição na Conta de Consumo de Combustível. A nova redação, dada pelo Decreto 9.022/2017, estabelece que esta conta deve servir apenas aos sistemas isolados

Os ambientes de contratação - regulado e livre

No mercado de eletricidade brasileiro há dois ambientes de contratação de eletricidade, o ambiente de contratação regulada (ARC) e o ambiente de contratação livre (ACL), ambos foram criados pelo Decreto 5163/2004. O ambiente regulado é aquele onde a comercialização de eletricidade ocorre entre os vendedores e as distribuidoras precedida de licitação/leilão prévio. O ambiente livre é caracterizado por um contrato bilateral entre o agente vendedor e o consumidor de eletricidade, obedecida a legislação vigente. Eram passíveis de migração para o mercado livre os consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV em 1995 conforme a Lei 9.074/1995, a carga mínima para entrada no mercado livre foi reduzida gradualmente, chegando a 3.000 kW em 2019.

O mercado livre em 2018 atendeu 33% do consumo total de eletricidade, em 2014 este percentual havia sido de 25% do total da eletricidade consumida. Esta migração tem ocorrido especialmente no setor industrial, o crescimento do consumo de eletricidade do setor industrial no mercado livre foi de 23.6% no mercado livre, acompanhado por um decréscimo de 52.17% no consumo do setor industrial no mercado cativo ou regulado.

Consulta pública de 33/ 2017 para revisão do marco regulatório do setor elétrico

O mercado brasileiro de energia elétrica enfrenta diversos desafios, além do aumento das demandas de energia como, por exemplo, a relação entre o risco hidrológico e ação judicial, (MME, 2018). Em termos de expansão, um desafio são os impactos socioambientais associados às grandes barragens da Amazônia, inviabilizando as expansões (EPE, 2007a, 2017d); em termos de tecnologias, o aumento da competitividade das energias renováveis modernas não despacháveis, intensivas em capital e com baixos custos marginais (quase zero) (MME, 2017).

Em 2017, estas questões foram levadas a uma consulta pública - Consulta Pública MME 033/2017, aquela revisão, caso tivesse sido concluída, traria impactos para a energia solar no Brasil. Algumas poderiam ser consideradas sem grande impacto como o fim do regime de cotas para UHE prorrogadas ou licitadas e a destinação de parte do benefício econômico de outorgas para a CDE, a migração de consumidores para o mercado livre, e a desjudicialização do risco hidrológico. As medidas consideradas mais positivas para a energia solar seriam o mercado de atributos ambientais, principalmente na escala centralizada, seja por meio de cotas obrigatórias seja na formação de um mercado de emissões de carbono ou em outro desenho que viesse a ser definido. Uma segunda medida positiva seria a atração de capital externo para investimentos no setor elétrico brasileiro, feita uma ressalva na questão da soberania, o aumento da atratividade para o capital externo tende a ser positivo especialmente se o desenho do mercado de atributos ambientais for adequado à fonte solar, considerando a competitividade da fonte observada a nível internacional.

A aproximação da formação do preço de curto prazo ao custo de operação do sistema pode ser positiva no horizonte de novos investimentos pois o custo marginal próximo a nulo pode comprometer tais investimentos. Na modernização do mercado regulado, com a introdução de preço horário e um sinal locacional do preço, a fonte solar pode beneficiar especialmente a geração distribuída que pode ser instalada próxima aos centros de carga; o sinal de preço horário pode ainda ser considerado

positivo para a fonte considerando o padrão de três picos de carga intradiária e pelo uso de eletricidade para a climatização, o que reduz a dimensão dos picos.

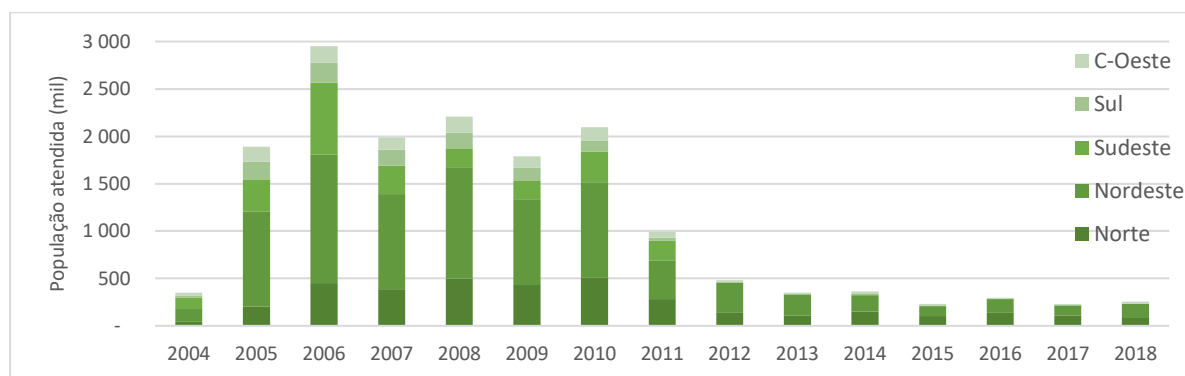
Na redução dos limites de acesso ao mercado livre, pode ser positivo para geração centralizada pois pode servir de impulso para contratos bilaterais onde a geração esteja próximo à carga. Para a geração distribuída novos agentes como os agregadores podem ter maior participação na venda de excedentes. Por outro lado, o crescimento do mercado livre pode ser negativo para a centralizada pois a redução do mercado cativo pode levar a redução da geração incentivada.

A possibilidade de separação de lastro e energia no primeiro momento pode reduzir a atratividade da geração descentralizada, mas pode levar a um crescimento mais justo no futuro especialmente se o mercado de atributos ambientais for favorável à energia solar. A racionalização de descontos tarifários por um lado é negativa pela possibilidade de eliminação de desconto da tarifa de uso dos sistemas elétricos de distribuição (TUSD) e tarifa de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e o ponto positivo seria a redução de incentivos ao carvão em escala centralizada. No setor agrícola pode ser positiva para a geração distribuída porque a eletricidade tende a ser mais cara para o setor, o que pode aumentar a competitividade de sistemas de fotovoltaicos ligados à irrigação.

O programa Luz para Todos

A energia elétrica é considerada no Brasil como um direito dos cidadãos, Lei 10.438/2002 (L10438, 2002) e por isso houve um forte envolvimento institucional na sua universalização conforme Gómez & Silveira (2012). O programa de universalização da eletricidade, chamado *Luz para Todos*, beneficiou mais de 16 milhões de pessoas e a taxa de eletrificação do país subiu de cerca de 93% para 99%, de acordo com Sánchez *et al.* (2015). O papel da energia solar neste processo foi modesto.

O programa beneficiou a maior parte dos cidadãos entre 2005 e 2010, em todas as regiões, mas principalmente no Nordeste (50% da população atendida) e no Norte (22% da população atendida) do país, como mostra a figura 3.20. Até 2018 foram feitas 3.453.000 ligações pelo programa, considerando que em 2018 haviam 72.081.460 unidades consumidoras residenciais (EPE, 2019a), é possível inferir que 4.79% das unidades consumidoras residenciais fizeram parte do programa.



Fonte de dados: (EPE, 2011a, 2019a)

Figura 3.20 – População atendida no programa Luz para Todos por ano e por região

3.2 Impacto da geração distribuída e qualidade do serviço da rede

A investigação teve como objetivo a identificação de um eventual padrão de causalidade entre a quantidade de geração distribuída e a qualidade do serviço de eletricidade. Um parâmetro que é usado pelos órgãos reguladores de eletricidade para mensurar a qualidade do serviço de eletricidade é o tempo e a frequência das interrupções não programadas. Este foi o parâmetro usado neste trabalho para medir o padrão de qualidade do serviço. Para a geração distribuída foi usada a capacidade instalada com diferentes granularidades temporais e diferentes recortes territoriais, no Brasil e na Alemanha. A escolha dos dois países está baseada em três fatores: inicialmente o Brasil é o caso de estudo desta pesquisa e a Alemanha é entendida como modelo ou *benchmark* em termos de política de incentivo à geração solar. O segundo fator está relacionado à classificação dos países, conforme (IEA, 2019), no que se refere às fases (seis) sucessivas de integração das energias renováveis variáveis conforme o seu grau de participação na matriz de eletricidade dos países. A Alemanha estaria na terceira fase de integração, ao passo que o Brasil apresenta um nível de integração similar aos países que estão na segunda fase. Um terceiro fator para a utilização dos dois países é que ambos têm programas de incentivo à geração distribuída fotovoltaica, a Alemanha por meio de FIT e o Brasil por medição líquida (*netmetering*) e ambos têm um nível de transparência que permite ter acesso aos dados de capacidade instalada.

O parâmetro usado para aferir a qualidade da rede elétrica foi a duração média das interrupções de serviço não programadas (DEC), por município e por mês, entre janeiro de 2015 e outubro de 2019. Este dado foi comparado com a instalação de geração solar fotovoltaica distribuída por município. Os dados foram obtidos junto a ANEEL por meio de solicitação ao amparo da Lei em sob os protocolos 48700006881201920 e 48700007201201995. Estes dados correspondem às instalações que recebem crédito no âmbito das Resoluções Normativas ANEEL 482/2014 e 687/2015 que regulamentam a política de *netmetering* no Brasil. Os dados para o Brasil permitiram uma granularidade espacial ao nível dos municípios e uma granularidade temporal ao nível mensal.

Os dados acerca das interrupções estavam detalhados por distribuidora, conjunto e data de ocorrência da interrupção. Um conjunto representa uma subdivisão do total de consumidores atendidos por uma distribuidora. A base de dados considera 105 distribuidoras e 3.767 conjuntos, são ao todo 179.686 linhas de dados de DEC e FEC. A relação entre conjuntos e município foi feita com base em tabela relacionando os conjuntos e os municípios também enviados pela ANEEL. Casos extremos, de conjuntos que envolvem muitos municípios podem eventualmente ter sido subvalorizados. Após a identificação dos DEC por município, decidiu-se considerar apenas os 1.000 municípios mais significativos em termos de capacidade instalada acumulada no período de análise. O somatório desta amostra representa 84,5% do total da capacidade instalada nos 4.318 municípios com geração distribuída, esta base completa tem 250.676 linhas de dados acerca da capacidade instalada mês a mês em cada município. A apresentação dos resultados é feita em formato de gráfico de dispersão de pontos com uma curva de tendência e a respectiva equação e ajuste(R^2).

Para verificar a capacidade explicativa da geração distribuída (variável independente) como fator determinante da qualidade do serviço da rede (variável dependente) foi feita uma regressão linear, usando o método dos mínimos quadrados. Não são investigados efeitos fixos ou aleatórios que poderiam estar presentes em um modelo deste tipo *crosssection timeseries*. Este tipo de análise busca identificar características de cada indivíduo, no caso município ou estado, que leve a explicação da variação na qualidade do serviço. Como este tipo de abordagem vai além do escopo deste trabalho, o modelo usado é do tipo *pooling*, ou seja, interessa a variação da qualidade do serviço em função da geração distribuída, em cada um dos municípios ao longo do tempo.

Para a Alemanha, os dados disponíveis são agregados por ano e pelos 16 estados e abrangem o período de 2009 a 2018. Inicialmente foi feita uma avaliação agregada para o país todo considerando os diferentes níveis de tensão, diferentes fontes de geração e além do DEC também o FEC. Posteriormente, foi feita uma avaliação mais detalhada ao nível dos estados para a geração solar e para o DEC, através de um gráfico de dispersão. Tal como anteriormente, foi adotado o método dos mínimos quadrados para testar uma relação de causalidade entre quantidade de geração distribuída e qualidade do serviço de eletricidade.

A Tabela 3.3 sintetiza as principais características dos dados, as variáveis usadas para medir a quantidade de geração distribuída em cada país são as capacidades instaladas acumuladas das unidades consumidoras, com os respectivos recortes temporais e espaciais. As variáveis que indicam a qualidade do serviço de rede no Brasil dizem respeito a duração e frequência das interrupções não programadas e na Alemanha dizem respeito apenas a duração média estadual das interrupções.

Tabela 3.3 – Características dos dados usados para analisar a qualidade do serviço de eletricidade

Variável	País	Unidade	Período temporal	Unidade espacial	Fonte	Número de dados
Unidades consumidoras com geração distribuída - capacidade instalada	Brasil	kW	Janeiro 2015 – Outubro 2019	Município (4318)	(ANEEL, 2019e)	135977 unidades consumidoras
Duração das interrupções não programadas		horas		Conjunto (3767)	(ANEEL, 2019e)	179686 interrupções
Frequência das interrupções não programadas		unidade				
Unidades consumidoras com geração distribuída capacidade instalada	Alemanha	kW	2009-2018	Estado (16)	(Bundesnetzagentur, 2020)	1366172 unidades consumidoras (14 arquivos, 120 folhas Excel)
Duração das interrupções não programadas		minutos			(Bundesnetzagentur, 2019)	160 médias estaduais

3.3 Modelação Integrada do sistema energético brasileiro

3.3.1 Ferramenta de modelação

Identificou-se a necessidade de construir um modelo a partir do zero para representar o setor energético brasileiro, com o objetivo de explorar o papel da energia solar, especialmente para a geração de eletricidade, levando-se em conta pressupostos atualizados e cenários alternativos para o futuro. Para isso, foi usado um conjunto detalhado de tecnologias para converter energia solar em

eletricidade e calor e uma resolução de tempo horária; foram usados custos atualizados e utilizado o potencial de geração da fonte com maior aderência à realidade. Focou-se especificamente a análise de custos para avaliar a relação custo-eficácia da energia solar, incluindo opções fotovoltaicas e térmicas em sistemas centralizados e distribuídos.

O gerador TIMES_Markal (Loulou *et al.*, 2004) foi a ferramenta selecionada para a construção do modelo por: 1) permitir grande flexibilidade na definição dos processos, 2) detalhe nos parâmetros técnico-financeiros como eficiência, disponibilidade, custos de instalação, custos de manutenção e operação, idade do parque instalado para cada tecnologia energética; 3) encontrar a solução ótima, custo-eficaz para cada cenário alternativo e análises de sensibilidade. Em suma, para o objetivo da pesquisa, uma ferramenta de otimização era mais adequada do que uma ferramenta de simulação.

Os modelos gerados em TIMES requerem os softwares VEDA-FrontEnd e VEDA-BackEnd para a interface entre o e GAMS e o Excel onde toda a informação de input é sistematizada. Inicialmente foi feito um diagrama de Sankey para ter claro o fluxo geral do sistema energético brasileiro e posteriormente construído um modelo energético de referência com base no Balanço Energético Nacional 2013 com a identificação dos processos. Este modelo recebeu o nome de TIMES_BR_light, porque apesar de representar o sistema energético como um todo, o foco principal de análise é o setor elétrico pois é onde a energia solar tem maior potencial de utilização com o leque de opções tecnológicas mais maduras.

O TIMES-MARKAL é um gerador de modelo de otimização bottom-up de equilíbrio parcial, desenvolvido pela Agência Internacional de Energia, que encontra as opções tecnológicas mais econômicas em cenários energéticos integrados. O modelo gerador foi implementado em diferentes escalas e atualmente é usado para modelar diferentes sistemas de energia: global (Anandarajah G & Usher W., 2011), chinês (Jia *et al.* 2011), europeu (Simoes *et al.*, 2013) ou português (Gouveia *et al.*, 2012), sul da América do Sul (Chávez-Rodríguez *et al.*, 2017), para nomear apenas alguns.

O principal objetivo de um modelo TIMES, e do TIMES_BR_light em particular, é identificar as tecnologias de oferta e uso final de energia que permitem a satisfação da demanda de energia, minimizando os custos totais do sistema, através da função objetiva do modelo (Eq. 1).

$$NPV = \sum_{y \in ANOS} (1 + d_y)^{REFYR-y} \cdot ANNCOST(y) \quad \text{Eq. 1}$$

Onde **NPV** é o valor presente líquido dos custos totais, **d** é a taxa de desconto, **REFYR** o ano de referência, **ANOS** é o número de anos para os quais existem custos, e que corresponde ao horizonte de modelação, e **ANNCOST** são os custos anuais totais, para o ano **y**. São considerados os custos de investimento de cada tecnologia, os custos de operação e manutenção, os custos de importação, exportação e mineração (Simoes *et al.*, 2013).

Como outros modelos TIMES, o modelo TIMES_BR_light fornece resultados sobre as alternativas tecnológicas com melhor relação custo-eficácia para futuros cenários de sistemas energéticos, mudanças nos custos de combustível, emissões e custo total do sistema, bem como os novos

investimentos necessários para fornecer energia para satisfazer as projeções da demanda por serviços de energia no futuro.

Modelos de otimização do tipo TIMES é contudo de um modelo de equilíbrio parcial que não é capaz de captar plenamente a complexidade envolvida na busca de estratégias de mitigação e adaptação compatíveis com os Objetivos do Acordo de Paris. Tais estratégias e suas interações envolvem dimensões econômicas, sócio-culturais, institucionais, geofísicas e ecológicas (IPCC, 2018a) que vão além da dimensão tecnológica, privilegiada no TIMES.

TIMES_BR_light representa o sistema energético brasileiro como uma região única de 2013 a 2050 inclui os setores de procura residencial, industrial, comercial, público, agricultura, transportes e energético, em intervalos de tempo de cinco anos. Cada ano é dividido em 192 *timeslices* ($24 \times 2 \times 4$), representando cada hora de um dia (24), semana e fim de semana típicos (2), para cada uma das quatro estações do ano (4). O modelo considera os lados da oferta e da demanda do sistema energético e modela em detalhe o setor de fornecimento de energia primária (incluindo fontes de energia renováveis e extração de recursos primários não renováveis, importações de energia primária, refinaria de petróleo e outras tecnologias em setor de transformação), o setor de geração de eletricidade e o setor residencial (desagregados em climatização, água quente, cocção e outros eletrodomésticos).

Os seguintes setores são modelados como “caixas pretas” (ou seja, entradas / saídas de energia final sem detalhar o estoque de tecnologia): indústria; comércio; setor público; agricultura, setor energético e transporte¹⁸. Esta simplificação é justificada pelo esforço adicional em detalhar todos os processos e tecnologias em setores onde a energia solar não é expectavelmente potencial. Para esses setores de “caixa preta”, assumimos que o mix energético final para novas tecnologias pode resultar em uma mudança de combustível até 20% de diferença em relação ao mix de 2013. A figura 3.21 mostra a estrutura simplificada do modelo.

Em TIMES_BR_light, o fluxo de energia vai desde o fornecimento de energia primária, passa pela geração até o uso final, através de uma cadeia de processos ligados pelas *commodities* que os vários processos energéticos usam e produzem. Os dados de entrada (lado esquerdo da figura 3.21) incluem as tecnologias do ano base e dos anos seguintes, projeções de demanda, os preços das importações e exportações dos produtos energéticos, o potencial de fontes primárias e as limitações de ordem política. No lado direito, os resultados do modelo podem fornecer uma resposta a uma multiplicidade de perguntas, por exemplo: qual é a capacidade instalada por fonte de energia? Quanto gás natural deve ser importado? Qual é o custo de investimento por tecnologia em diferentes cenários?

¹⁸ “Consumo Final pelo Setor de Energia (ou energético) - Energia consumida pelos Centros de Transformação e / ou por Extração de Energia e Processos de Transporte, quando os produtos de energia são em sua forma final ” (EPE, 2018b).

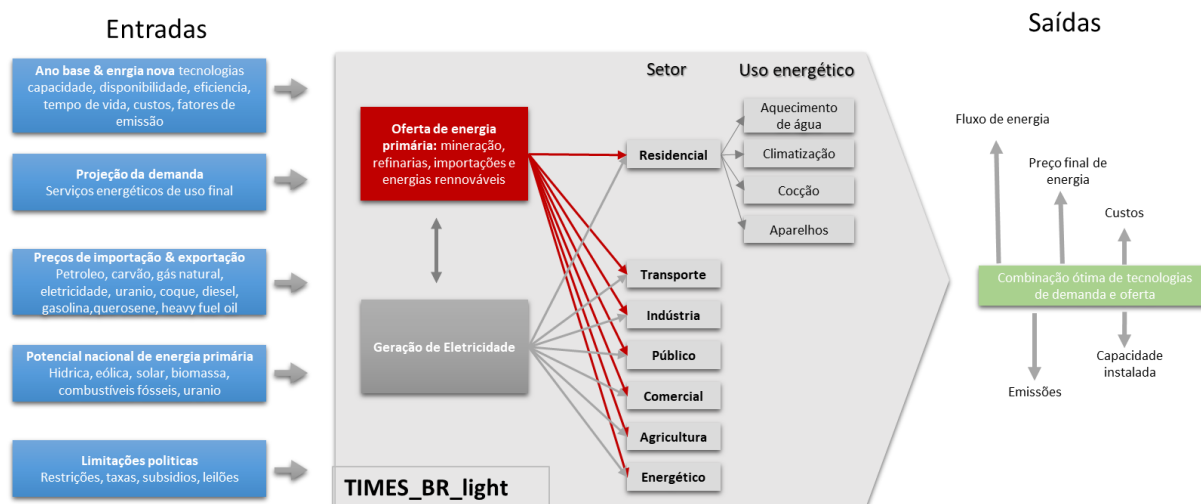


Figura 3.21 – Estrutura TIMES_BR_light

O modelo TIMES_BR_light inclui as emissões de GEE (CO₂, CH₄ e N₂O) dos processos de combustão e produção de energia, responsáveis por aproximadamente 20% das emissões nacionais em 2013 no Brasil (Clima, 2016). As emissões de biomassa resultantes da combustão não são consideradas emissoras de GEE, seguindo o Terceiro Relatório Nacional de Emissões (MCTI, 2015). O modelo considera as emissões de GEE de todos os combustíveis queimados em todos os setores, seguindo os fatores de emissão de (IPCC, 2015), e com detalhes específicos para os setores de energia primária, geração de eletricidade e residencial. Para esses setores, a redução de emissões de GEE é possível por meio da substituição de tecnologias existentes por tecnologias mais eficientes ou por tecnologias que utilizam combustíveis menos intensivos em carbono. Para os outros setores, a redução das emissões de GEE é limitada pelo deslocamento máximo de combustível de 20%, definido de forma exógena.

Deve-se notar que, como outros modelos TIMES, o TIMES_BR_light não modela as interações econômicas fora do setor de energia, nem considera em detalhe as curvas de demanda e os aspectos não racionais que condicionam o investimento em novas tecnologias mais eficientes. Considera-se uma taxa de desconto real homogênea de 8%, seguindo o mesmo parâmetro usado pela EPE no Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007a). O TIMES_BR_light foi construído para o ano de 2013, de acordo com a Matriz Nacional de Energia do Balanço Energético Nacional e o Anuário de energia elétrica 2014 (EPE, 2014b, EPE, 2014a).

3.3.2 Cenários a modelar

Para as análises realizadas nesta tese foram usados dois cenários futuros, um considerado o cenário de referência, designado REF, e um cenário com limitação de emissões de gases de efeito estufa pela geração e uso de energia, chamado CAP. Para a construção do cenário REF foi assumida a demanda como exógena seguindo o trabalho de (EPE, 2014e) até 2050, nele as principais

assumpções acerca da demanda são: crescimento da população e aceleração econômica. Ao nível setorial, o crescimento da demanda no setor comercial cresce em importância econômica no longo prazo. O crescimento da população urbana leva a uma alteração no perfil modal de transportes combinada pela melhoria das infraestruturas de transporte, mas é parcialmente anulada pelo aumento da renda per capita que leva à elevação da aquisição de bens duráveis como automóveis, é estimado um leve acréscimo da participação do transporte ferroviário.

O setor residencial tem leve redução no incremento da demanda por energia por conta da substituição esperada de lenha pelo gás natural que é energeticamente mais eficiente. Em termos de substituição de combustíveis também é considerado o aquecimento solar de água por meio de painéis solares térmicos. Ainda neste setor, EPE (2014d) considera uma continuidade no processo de redução da desigualdade social que ocorreu no país desde 2001, estimando-se que o crescimento populacional seja acompanhado do crescimento no número de habitações para suprir inclusive o déficit existente.

No setor industrial estima-se grande crescimento da demanda e depois arrefecimento da tendência, inicialmente pela expansão dos setores relacionados ao necessário crescimento das infraestruturas como estradas, portos e edificações em geral, nos anos mais perto de 2050 acontece uma desaceleração na demanda de energia nos setores industriais ligados à infraestruturas seja por conta da redução na necessidade de infraestruturas seja pela substituição de materiais como o alumínio que é muito intensivo em energia.

No cenário REF além das assumpções da EPE também foi considerado mandatório o cumprimento de todos os contratos de leilões de geração realizados até abril de 2018. Para este feito, os 26.544 contratos tiveram os valores da energia contratada anualizados e classificados por fonte. O segundo cenário usado nas análises, o CAP, usa também as mesmas assumpções de demanda e dos leilões, e inclui ainda como obrigatória uma redução das emissões de gases de efeito estufa do setor de geração de eletricidade, o limite às emissões é imposto a partir de 2030 e corresponde a redução de 43% das emissões do setor elétrico em 2005.

3.3.3 Parâmetro usados no TIMES_BR_light

Demanda de energia

A evolução da demanda de energia no sistema energético brasileiro é exógena ao modelo, foi calculada fora do TIMES e inserida no modelo. Para o setor residencial, essa demanda foi desagregada pelos usos de energia (climatização, cocção, aquecimento de água e outros equipamentos). Nos setores industrial, comercial, agrícola, de transporte, público e de energia, a estimativa para a demanda de energia foi considerada a demanda final de energia.

Nestes setores, os consumos finais de energia no ano-base correspondem aos valores reportados em (EPE, 2014a) e a evolução do consumo final de energia exógena baseou-se na pesquisa realizada pela EPE - Empresa de Pesquisa Energética quanto à demanda de energia até 2050 (EPE,

2014e), como mostra a Tabela 3.4. De acordo com essas projeções, espera-se um crescimento de mais de 126% na demanda final de energia até 2050.

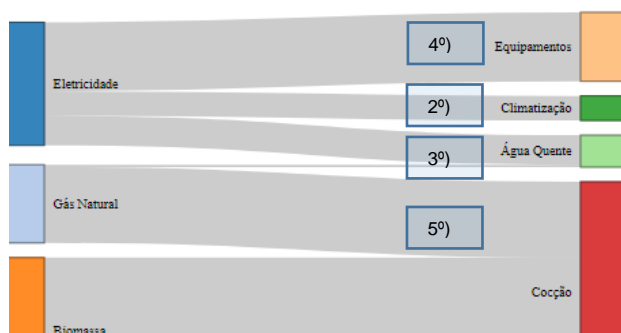
Estes valores de procura de energia final podem refletir algum otimismo prevalecente na época da elaboração (EPE, 2014a). Considerando a desaceleração econômica observada entre 2014 e 2018, para que as projeções para 2030 sejam concretizadas, a taxa de crescimento anual entre 2019 e 2030 deveria ser de 4,3%. Apesar deste nível de crescimento já ter sido observado entre 1970 e 2018 (EPE, 2019b), não voltou a ocorrer durante 11 anos seguidos, sendo provável que as projeções para 2030 venham a estar sobrestimadas. Com relação ao crescimento entre 2031 e 2040, a taxa projetada anual de crescimento de procura de energia final é 2,2% ao ano e na década seguinte 1,5% ao ano, sendo possível que, dado o caráter cíclico da economia, estas ainda venham a se concretizar.

Tabela 3.4 – Procura de energia final, estimada pela EPE por setores e considerada em TIMES_BR_light

Setor	Unit	2013	2016	2020	2030	2040	2050
Industria	Mtoe	88	84	101	138	174	199
Energético		26	26	35	48	53	75
Agricultura		11	10	13	15	18	23
Comercial		8	8	11	16	25	38
Público		4	4	5	8	11	17
Transporte		83	83	115	152	175	176
Residencial – total		24	25	28	34	39	43
Residencial – Equipamentos		6	7	6	9	10	11
Residencial – Climatização		2	3	2	3	4	4
Residencial – Cocção		13	15	13	18	21	23
Residencial – Aquecimento de água		3	3	3	4	5	5
Total		263	268	309	424	527	611

Para o setor residencial, o cálculo da demanda de energia de uso final usou as informações disponíveis em (EPE, 2014a, EPE, 2014d) para a demanda total de energia do setor residencial e uma pesquisa da Eletrobrás (Eletrobrás, 2007) sobre a propriedade e uso de dispositivos para dividi-la em quatro usos de energia: climatização, aquecimento de água, cocção e outros equipamentos que incluem iluminação. A mesma participação relativa do ano-base foi mantida no futuro. Para climatização, considerou-se que esse uso de energia pode ser realizado apenas pela eletricidade. O aquecimento da água pode ser fornecido por eletricidade, gás natural e energia solar direta. Para cozinhar pode-se usar gás natural, madeira, carvão e eletricidade. Para outros equipamentos (iluminação, refrigeração, lavagem de roupas, ferro, TV, computadores), o uso da eletricidade é a única possibilidade.

1º) Consumo
residencial por fonte



Fonte de dados: (EPE, 2020a, Eletrobrás, 2007)
 Figura 3.22 – Demanda por fontes e serviços de energia no setor residencial – 2013

Os dados de base incluem o consumo total de energia final no setor residencial por fonte em 2013 (EPE, 2020a), conforme ilustrado na figura 3.22 (lado esquerdo, (1º)), combinado com a informação de que 20% do consumo residencial de eletricidade é para climatização (2º) e 24% para aquecimento de água (3º) (Eletrobrás, 2007), pelo que se chegou ao uso de eletricidade para equipamentos (4º)

(56%). Usando a informação de que o

aquecimento de água é feito com eletricidade (92%) (Eletrobrás, 2007), chegou-se ao uso de eletricidade e de gás para aquecimento de água (5º). Por eliminação, o restante do consumo de gás foi para cocção, bem como toda a biomassa.

Os dados horários da demanda de electricidade no setor residencial são baseados nas informações fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema para 2013 (ONS, 2017) para carga total, combinada com a proporção do consumo do setor no ano (EPE, 2014a) e dividida pelos usos de energia estimados em cada hora conforme descrito anteriormente. Devido à falta de informações detalhadas, assumimos a mesma quota horária da demanda de energia para os dias da semana e fins de semana e para todas as quatro estações com base em (Martins *et al.*, 2012). Para os outros setores e o gás residencial, a demanda em cada setor é proporcional à duração da fatia de tempo, i. e. se a primeira hora em um dia da semana da primavera representar 0,742% da duração total do ano, a demanda na primeira hora da primavera no dia da semana será de 0,742% da demanda anual.

Detalhes tecnológicos e assunções

O modelo considera 202 tecnologias para geração de eletricidade (incluindo solar, descritas na seção seguinte), refinarias, extração de petróleo, carvão e gás, produção de biomassa e tecnologias de demanda para o setor residencial (climatização, cocção, aquecimento de água e outros eletrodomésticos). As tecnologias de geração de eletricidade são representadas por 45 processos, incluindo tecnologias atuais e novas. As principais fontes consideradas para geração de energia são hidrelétrica, eólica, solar, biomassa de cana-de-açúcar, biomassa de subprodutos florestais, gás natural, carvão, nuclear e petróleo. Para cada tecnologia são considerados os seguintes parâmetros técnico-econômicos: capacidade, fator máximo de capacidade, eficiência, vida útil, custo, fator de emissão.

Assume-se uma curva de custo parra cada tecnologia até 2050, bem como a evolução das eficiências das tecnologias. A Tabela 3.5 mostra algumas das opções tecnológicas de geração de energia consideradas em TIMES_BR_light. Para tecnologias maduras como usinas de energia movidas a gás ou usinas hidrelétricas, assumiu-se um custo estável no futuro, ao passo que para tecnologias baseadas em fontes de energia renováveis foi estimado um decréscimo no custo de investimento futuro, como segue: para energia eólica foi considerada uma redução de 10% para

cada dez anos a partir de 2020, enquanto para a solar foram usadas as projeções de (IEA, 2017c) até 2040 e uma projeção linear até 2050, resultando em uma redução de 55% no custo de investimento da geração centralizada PV e mais de 65% para o residencial e o comercial PV distribuídos, em comparação com os custos do ano base que é 2013.

Parte dos dados relativos a custos de investimento foi validada através dos investimentos dos recentes leilões brasileiros de energia solar, eólica e biomassa. Os resultados dos leilões apoiam os custos de tecnologia identificados na tabela anterior para biomassa e eólica (A-6 26ºLEN, de 20/12/2017) e solar (A-4 25ºLEN de 18/12/2017). O custo de investimento da biomassa a partir do bagaço de cana no referido leilão foi de 813,17 € / kW como energia nova contratada considerando a disponibilidade da fonte. Para a energia solar centralizada, a faixa de custo de investimento foi entre 1279 e 2092 € / kW e teve um custo médio de 1727 € / kW. Para a energia eólica, a média foi de 1486 € / kW (CCEE, 2019e). Nos leilões mais recentes, 29º e 30º de energia nova, realizados em 28/06/2019 e 18/10/2019, os custos médios de investimento em energia solar centralizada foram 964€/kW e 876€/kW respectivamente (CCEE, 2019a, 2019b)

Tabela 3.5 – Portfólio tecnológico para geração futura de eletricidade consideradas em TIMES_BR_light com os correspondentes custos de investimento (€2015/kW)

Fontel	Tecnologia	2016	2020	2030	2040	2050	Fonte
Gás Natural	Ciclo simples	735	735	735	735	735	(EPE, 2016b)
	Ciclo combinado	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	
	Motor de combustão interna – ciclo simples	634	634	634	634	634	
Carvão	Sistema de combustão com carvão pulverizado – ciclo subcrítico	3.215	3.215	3.215	3.215	3.215	
	Leito fluidizado	3.215	3.215	3.215	3.215	3.215	
	Ciclo combinado com gaseificação integrada	3.013	2.802	2.522	2.270	2.043	
Nuclear	Planta de terceira geração	3.858	3.858	3.858	3.858	3.858	
Biomassa	Cana-de-açúcar – bagaço – vapor com condensação	1.053	1.000	950	902	857	(EPE, 2016a), (IEA, 2016)
	Madeira – vapor com condensação	1.049	997	947	900	855	
	Lixívia	1.049	997	947	900	855	
	Resíduos Sólidos Urbanos – biogás	1.838	1.746	1.659	1.576	1.497	
Hidro	Rios amazônicos	983	983	983	983	983	(EPE, 2016a),
	PCH	1.529	1.529	1.529	1.529	1.529	
	UHE (rios não amazônicos)	1.676	1.676	1.676	1.676	1.676	
Eólica	Onshore	1.214	1.275	1.211	1.151	1.093	(EPE, 2016a)
Solar	PV centralizado- silício cristalino	1.336	918	735	661	595	(CCEE, 2019e; EPE, 2016a; Greener, 2018, 2019a; IEA, 2016)
	PV distribuído residencial individual – silício cristalino	2.454	1.231	985	886	797	
	PV distribuído residencial não individual – silício cristalino	2.454	1.231	985	886	797	
	PV distribuído comercial – silício cristalino	1.961	933	746	672	604	
	PV distribuído outros setores – silício cristalino	1.633	774	619	557	501	
	CSP pratos parabólicos (com 6 horas de armazenagem)	8.075	5.089	4.580	4.122	3.710	

Supõe-se que o carvão para cozinhar participe com 10% da demanda de energia para cozinhar em 2050 e uma projeção linear para anos intermediários. O uso de carvão é limitado, mas não pode ser evitado pelo modelo devido a uma razão cultural (churrasco). A madeira para cozinhar deve ser reduzida durante o período. Em TIMES_BR_light, para os sectores “caixa preta” (i.e. indústria, agricultura, energia, público e setor comercial) assume-se que a participação da eletricidade no consumo final de energia em cada sector será sempre a mesma que em 2013.

As perdas nas redes de transmissão e distribuição estão representadas no modelo por meio de três etapas com as respectivas eficiências. A eletricidade gerada de forma centralizada é transmitida em alta tensão com eficiência de 98,3%, depois de transmitida, ainda em alta, é consumida pelo setor industrial. A eletricidade importada chega em alta tensão à rede de transmissão que é então transmitida para a média tensão com uma eficiência de 95,87%. A eletricidade em média tensão é consumida pelos setores industriais, comerciais e agrícola. Depois a eletricidade é transmitida e distribuída em baixa tensão, um processo que tem eficiência de 93,54%. A geração distribuída injetada na rede representa um acréscimo na eletricidade de baixa tensão que é consumida pelos setores público, residencial e industrial. Estas eficiências estão baseadas no modelo TIMES_PT (Gouveia *et al.*, 2012), não foi possível identificar no âmbito desta pesquisa detalhes das perdas na transmissão no sistema elétrico brasileiro.

Opções de energia solar em TIMES_BR_light

Em TIMES_BR_light considera-se sete opções de tecnologias solares consideradas, como apresentadas na Figura 3.23: PV para geração de eletricidade (distribuída em telhados seja no setor residencial, comercial ou outros setores; e centralizada), energia solar térmica para aquecimento (aquecimento de água no setor residencial) e CSP para produção de eletricidade centralizada. A energia solar entra no sistema como um bem que pode ter quatro usos, cada um referindo-se a um processo específico: produção de eletricidade centralizada ou descentralizada através de painéis fotovoltaicos ou CSP, e aquecimento de água.

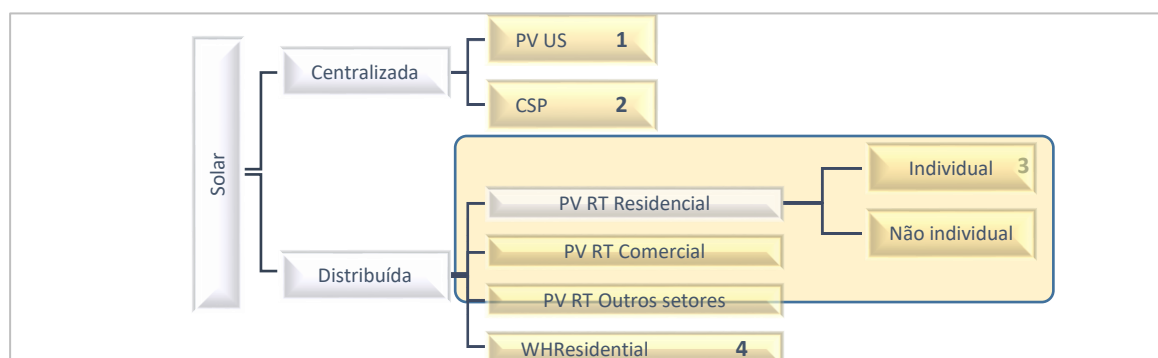


Figura 3.23 – Opções tecnológicas de uso de energia solar no modelo

As opções de produção solar distribuída consideram cinco configurações diferentes: PV residencial individual, PV residencial não-individual, PV comercial e PV outros setores (industrial, agrícola, setor público) e solar térmica para água quente como mostra a figura 3.23. A racionalidade desta divisão é uma grande participação do setor não residencial em termos de nova capacidade instalada em 2019, principalmente no setor comercial que representava 43% da capacidade instalada de energia fotovoltaica descentralizada em fevereiro de 2019 (ANEEL, 2019e).

Para o aquecimento de água no setor residencial, a energia solar máxima que pode ser utilizada é limitada pelo número de habitações que poderiam ter sistemas de energia solar para aquecimento de água segundo (EPE, 2014e), multiplicado pela energia líquida transferida para o coletor solar em

uma residência regular (1355kWh/ano) com dados de (Altoé *et al.*, 2012). Essa estimativa é semelhante à apontada por (Dias *et al.*, 2015) (1700kWh/ano).

Pressupostos para oferta de energia: geração de eletricidade e recursos de energia primária

Nesta seção, apresenta-se o potencial máximo de fontes de energia primária e geração de energia (fontes de recursos renováveis e não renováveis) consideradas no modelo TIMES_BR_light. A Tabela 3.6 resume o potencial até 2050 para os diferentes recursos energéticos.

A capacidade total instalada de hidrelétrica foi definida como a contratada nos leilões de energia nova até abril de 2018 no Ambiente de Contratação Regulada (CCEE, 2019e) e todas as usinas consideradas no PDE2026 (EPE, 2017d). Para novas usinas hidrelétricas, considerou-se três tipos de tecnologias: grandes usinas hidrelétricas na região amazônica, grandes usinas hidrelétricas fora da região amazônica e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), elas estão detalhadas no Anexo I. O total previsto da nova capacidade instalada de energia hidrelétrica no ambiente de contratação regulada (leilões) e no PDE2026 é considerado o limite superior da capacidade instalada potencialmente implantada em TIMES_BR_light.

Tabela 3.6 – Geração de energia atual e fornecimento de energia primária e potenciais técnicos futuros

Tecnologia/recurso energético	Unidade	Valor corrente (ano)	2020	2030	2040/2050	Fonte
Pressuposto para energia primária						
Recursos de energia primária						
Petróleo - mineração	PJ	4466 (2013)	6174	7605	9036/10467	(EPE, 2014b, 2014d)
Carvão - mineração	PJ	138 (2013)	157	157	157	(EPE, 2014b)
Gás Natural – mineração	PJ	957 (2013)	1955*	2336	2336	(EPE, 2014b, 2017d, 2018a)
Cana-de-açúcar - subprodutos	PJ	2064 (2013)	3500	4000	4200/4500	(EPE, 2014b, 2016a) e interpolação
Pressupostos de geração de eletricidade						
Potencial máximo de capacidade instalada						
Hidroeletrica	GW	86,00 (2013)	112,38	118,51	121,51 / 123,38	(CCEE, 2019e; EPE, 2017d)
Eólica	GW	12,70 (2018)	143,00	157,30	173,00	(EPE, 2016a, 2018a) mais um pressuposto de 10% extra, considerando melhorias futuras no design da turbina.
Solar PV – distribuída - TOTAL	GW	0,24 (2018)	1,40	9,36	25,00 / 43,50	Valores correntes(ANEEL, 2019e), potencial assumido equivale a 10% do valor de (EPE, 2016a) para o residencial e mantém-se a proporção de fevereiro de 2019 para os outros setores
Solar PV – distribuída – residencial individual	GW	0,58 (2019)	0,52	3,48	9,27 / 16,26	
Solar PV – distribuída – residencial não individual	GW	0,002 (2019)	0,04	0,28	0,75 / 1,30	
Solar PV – distribuída – comercial	GW	0,57 (2019)	0,60	4,00	10,80 / 18,60	
Solar PV – distribuída – outros setores	GW	0,31 (2019)	0,24	1,60	4,26 / 7,34	
Solar PV – centralizada	GW	2,21 (2019)	50,00	75,00	220,00 / 307,00	(ANEEL, n.d.; EPE, 2016a) e pressupostos próprios
CSP	GW	0,00 (2019)	10,00	20,00	150,00 / 203,30	(EPE, 2016a)
Usinas à carvão	GW	3,40 (2013)	Não limitado			(EPE, 2014b) para 2013
Usinas Gás Natural	GW	11,60 (2013)				
Usinas Nucleares	GW	1,99 (2013)	1,99	3,40	3,40	(EPE, 2014b, 2017d, 2018a)
Usinas à óleo	GW	9,40 (2013)	9,40	9,40	9,40	(EPE, 2014b, 2018a)
Electricidade gerada de fontes renováveis térmicas						
Cana-de-açúcar	PJ	107,00 (2013)	288,00	346	378,00/392,00	(CCEE, 2019e; EPE, 2014b)
Biomassa florestal	PJ	35,00 (2013)	79,00	169	212,00/248,00	

* Em 2026, a produção bruta de gás natural estimada por (EPE, 2017d) é 55805ktoe, este valor foi usado para os anos futuros. Para 2020 foi usada uma média entre o valor histórico de 2016 e esta projeção. Este montante considera a reserva contingente e inclui um aumento

projetado na demanda de gás natural para reinjeção. Para as reservas totais foram usadas as projeções de reservas provadas para 2026 segundo a mesma fonte, por volta de 1.74 trilhões de metros cúbicos, convertidos em PJ usando 1trilhão de m³=37681.2PJ.

O potencial para energia solar fotovoltaica centralizada é de 307GW, correspondendo ao uso apenas em áreas antropizadas com radiação acima de 6000Wh/m².dia. Se todas as terras antropizadas com radiação acima de 4400Wh/m². dia fossem utilizados para geração de energia solar fotovoltaica, o potencial seria 28 519GW(EPE, 2017d). O potencial da central térmica solar foi estimado em 203 GW (EPE, 2016a).

Para a geração PV distribuída de eletricidade, as projeções são escassas, especialmente em outros setores que não residencial. Para ultrapassar isso, assume-se algumas simplificações. A primeira é que a atual quota de instalação setorial de PV distribuída em termos de capacidade instalada será a mesma no futuro (37% residencial individual, 3% residencial não individual, 43% comercial e 17% outros sectores - base instalações 2018 (ANEEL, 2019e)). A segunda simplificação é que em 2050, 10%¹⁹ do potencial total será implementado para o setor residencial (potencial total identificado por (EPE, 2016a) para o setor residencial). Como detalhado na tabela 3.7 abaixo, foram considerados dois valores históricos (2016 e 2017) mais as duas projeções intermediárias (2024 e 2027) e uma projeção de potencial máximo para 2050 para a produção total de PV distribuída para derivar uma linha de tendência. Finalmente, interpolou-se os valores intermediários para a quantidade total de eletricidade fotovoltaica distribuída até 2050 e a alocou-se por setores, segundo a estrutura apresenta atrás. Os resultados são apresentados na Tabela 3.6 .

Tabela 3.7 – Premissas para projeções de potencial de geração de energia fotovoltaica distribuída

Fonte	Setor	Geração (GWh/ano)	Como foi utilizado
(EPE, 2016a)	Residencial	287505	Usado para calcular os 10% do total em 2050
(ANEEL, 2019e)	Residencial + comercial	5339	Valor intermediário para 2024 - considerada capacidade instalada total de 3208MW e fator de disponibilidade de 19% (proporção setorial não utilizada)
(EPE, 2018a)	Todos os setores	9940	Valor intermediário para 2027
		166	Valor histórico para 2017
		54	Valor histórico para 2016

Em relação à geração de energia eólica, o modelo TIMES_BR_light inclui um potencial técnico máximo de 143 GW em 2020, considerando as torres de 50m e a velocidade do vento superior a 7 metros por segundo, com base em (EPE, 2016a). No modelo, incluiu-se um aumento na capacidade de energia eólica de 10% até 2030 e mais 10% até 2040, considerando a possibilidade de instalar outras usinas eólicas em regiões com 6,5 metros por segundo de velocidade do vento que poderia ser economicamente viável com torres de 50 metros e / ou torres mais altas. A capacidade instalada mínima de energia eólica é a capacidade instalada em abril de 2018, que correspondia a 502 unidades com 12,7 GW. Para o caso de geração de eletricidade a partir de energia marinha ou de energia geotérmica, nenhum potencial técnico foi considerado.

O potencial para bioeletricidade de cana foi estimado em (EPE, 2016a) por subproduto, a saber, 151 PJ, 198 PJ e 21 PJ para bagaço, pontas e vinhaça, respectivamente, via condensação a vapor ou

¹⁹ No Reino Unido e na Alemanha, nos dados mais recentes, cerca de 4% das famílias possui instalações fotovoltaicas (Statistisches Bundesamt, 2020) (BSW, 2019; Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial, 2019; Office for National Statistics, 2019; Statistisches Bundesamt (Destatis), 2019).

ciclo combinado. O total de cana-de-açúcar disponível para geração de eletricidade pode aumentar em 63% em 2050, em comparação com 2013. A disponibilidade de biomassa florestal para a produção de eletricidade tem potencial para aumentar de 79 PJ em 2015 para 248 PJ em 2050 (EPE, 2016a). Turbina de condensação a vapor usando a combustão de licor negro é a tecnologia correspondente a 80% da capacidade total instalada atual de geração de energia baseada em florestas, embora dois terços seja para autoconsumo (EPE, 2016a). O modelo não faz distinção entre autoprodutores e produtores para a rede.

Em relação às fontes não renováveis, considera-se que a terceira usina nuclear do Brasil, Angra III entrará em operação em 2026, e nenhum novo potencial nuclear está incluído no modelo. Além disso, nenhum investimento novo é considerado para usinas de geração de eletricidade não renovável a partir de 2021. Em relação ao carvão, não foi feita uma limitação no modelo. Cumpre destacar apenas que apenas seis projetos foram apresentados no leilão de energia nova em dezembro de 2017, e apenas uma apresentou condições mínimas para participar da licitação e perdeu. Além disso, no âmbito da revisão em curso do quadro regulamentar do sistema elétrico (MME, 2017), os incentivos à mineração nacional de carvão poderão ser reduzidos, o que pode implicar um aumento dos custos do carvão e um estrangulamento para novos investimentos privados. Os valores das reservas de combustíveis fósseis estão declarados na tabela 3.8 bem como as fontes utilizadas.

Tabela 3.8 – Pressupostos sobre reservas nacionais de energia

Reservas			
Gás Natural	PJ	65 565	(EPE, 2017d)
Petróleo	PJ	371 106	(EPE, 2018b)
UrânioU3O8	PJ	17 997	
Carvão vapor	PJ	117 974	

A geração de eletricidade a partir de gás e carvão para 2020 e 2025 foi estabelecida com um mínimo de operação de 35000 GWh e 27222 GWh para gás e 7222 GWh e 5555 GWh para carvão. Essa premissa foi apoiada na preocupação de segurança de fornecimento, considerando a vida útil da capacidade instalada existente.

O TIMES_BR_light inclui os custos por unidade de energia (extraídos ou importados) dos recursos de energia primária. A Tabela 3.9 apresenta o custo de energia por fonte e por atividade. Foi introduzida uma diferença de 1% entre importação e exportação não haver uma sobre importação e/ou exportação.

Tabela 3.9 – Custo de energia - fontes primárias e secundárias

Fonte de energia	Atividade	Custo €\$2013/ GJ	Atividade	Custo €\$2013/ GJ	Atividade	Custo €\$2013/GJ
Madeira	Mineração	10,28				
Produtos da cana-de-açúcar	Mineração	10,00				
Lixívia	Mineração	10,00				
Petróleo	Mineração	13,46	Importação	13,59	Exportação	13,46
Urânio U3O8	Mineração	2,18	Importação	2,18		
Urânio UO2	Importação	2,18				
Eletricidade	Importação	43,23	Exportação	42,80		
Carvão vapor	Mineração	10,00	Importação	22,5		
Carvão metalúrgico	Importação	2,34				
Gás Natural	Mineração	12,00	Importação	12		

Coque	Importação	13,22				
Diesel	Importação	21,42	Exportação	21,21		
Querosene	Importação	15,05	Exportação	14,90		
LPG	Importação	22,54	Exportação	22,31		
Gasolina	Importação	28,90	Exportação	28,61		
Óleo Combustível	Importação	9,08	Exportação	8,99		
Outras secundárias de petróleo	Importação	14,90	Exportação	14,75		

Fonte de Dados: (EPE, 2014b)

A granularidade horária das tecnologias de fornecimento para geração de energia

O modelo TIMES_BR_light considera uma granularidade horária da produção de eletricidade para lidar com a variabilidade da oferta de energia renovável, com as seguintes 192 *timeslices*: cada hora de um dia típico em cada estação, tendo um dia da semana e um dia de fim de semana. Dados para eletricidade térmica, eólica e hídrica foram coletados do Operador Nacional do Sistema em cada hora do ano de 2013 (ONS, 2017). Em relação à energia solar, e por não estar disponível dados horários de produção à época da construção do modelo, foram utilizados dados da estação meteorológica do INPE (INPE, 2018) para o município de Petrolina-PE (09 ° 04 '08 "S, 40 ° 19' 11" O), selecionados devido à sua localização na vizinha de várias usinas fotovoltaicas em operação e construção. O mapa, apresentado na figura 3.24, mostra as estações meteorológicas SONDA com informações de radiação e a figura 3.25 apresenta a localização de unidades de geração fotovoltaica. Observando ambos, Petrolina e Caicó são as estações com mais unidades fotovoltaicas nas proximidades. No entanto, Caicó não tem informações para 2013, ano base de TIMES_BR_light.

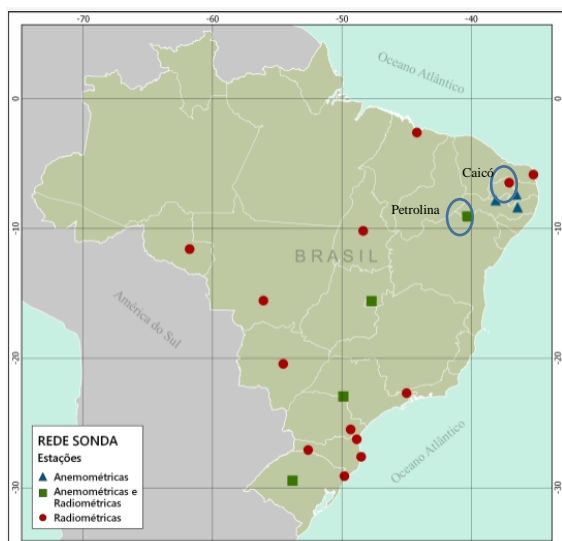
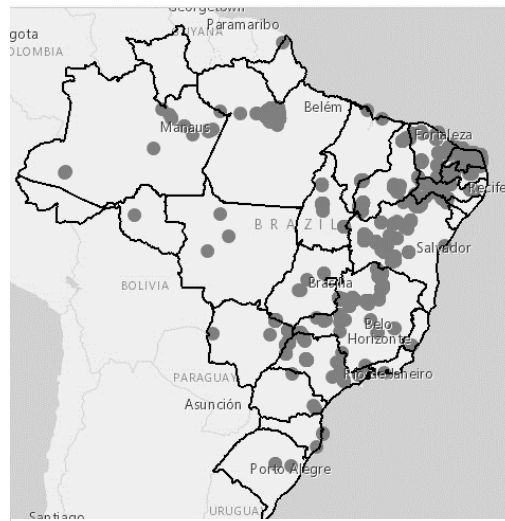


Figura 3.24 – Estações meteorológicas com dados de radiação

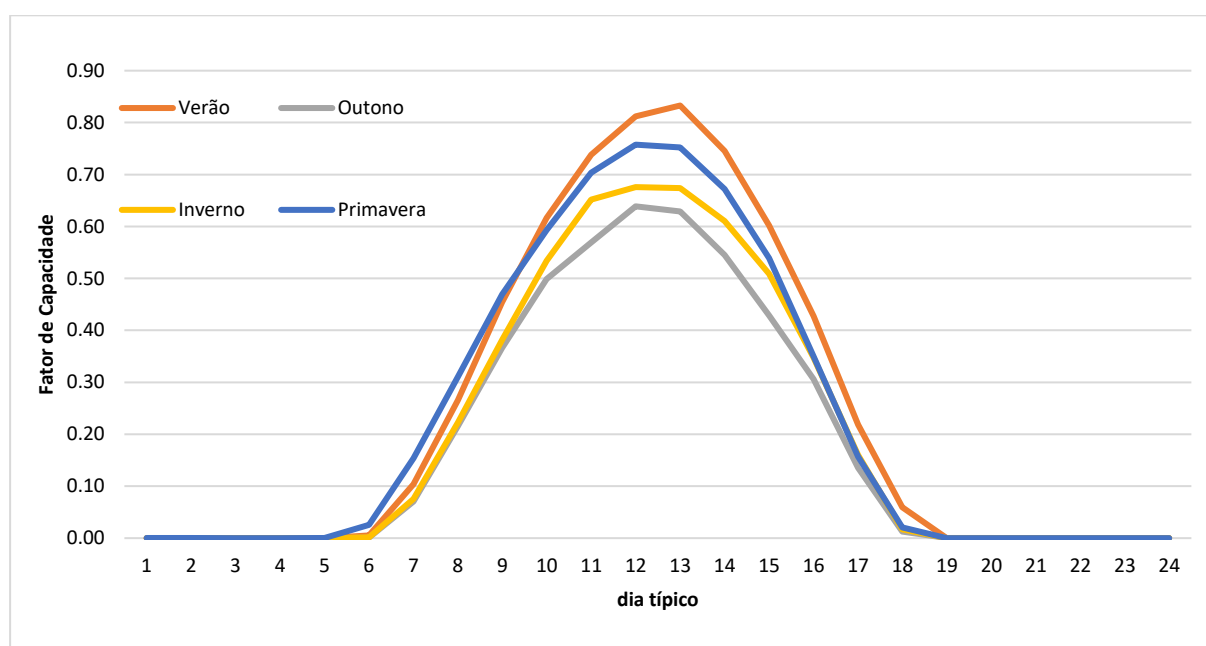


Fonte: (SIGEL-ANEEL)

Figura 3.25 – Unidades de Geração solar fotovoltaica

Utilizou-se a média global de radiação horizontal em Wm^2 por minuto para o ano de 2013, depois agregada em horas e depois convertida nas *timeslices*. O valor máximo de produção de eletricidade em cada período de tempo foi calculado considerando a disponibilidade do recurso solar para cada hora em relação ao máximo de radiação, combinada com uma eficiência assumida de 23%.

O primeiro passo foi identificar o recurso em cada hora de um ano, os dados são em kWh por metro quadrado. A informação relevante para o modelo TIMES é a disponibilidade da fonte em cada hora em relação ao potencial. O proxy para o potencial máximo é a incidência máxima de radiação solar, ou seja, o maior valor radiação incidente observada no período das 8.760 horas do ano. Cada valor de produção por hora foi dividido pelo valor máximo obtendo-se o fator de capacidade do recurso em cada hora. Em seguida, os 8.760 dados de capacidade horária foram organizados em 192 *timeslices* (24h de 8 dias típicos: 4 estações, dia da semana e fim de semana). A figura 3.26 mostra o fator de capacidade média do recurso para a produção de electricidade por hora e por estação do ano.



Fonte de dados: (INPE, 2018)

Figura 3.26 – Fator de capacidade do recurso solar ao longo do dia e por estação do ano, considerada no modelo TIMES_BR_light.

Importações, exportações e premissas de mineração

As importações, exportações e produção nacional, através de atividades de mineração, são os principais limites para o planejamento dos futuros sistemas de energia. Em modelos energéticos é necessário ter pressupostos sobre esses três pontos de importação, exportação e produção nacional. Essas suposições podem ser baseadas em projeções oficiais e / ou valores históricos.

Para o modelo TIMES_BR_light estes aspectos são impostos de forma exógena, conforme apresentado na Tabela 3.10. Nenhuma mudança na capacidade futura das importações de gás natural foi considerada com base na previsão de (EPE, 2017d) em particular, as importações contratadas da Bolívia através do gasoduto e os atuais portos de regaseificação (Pacém (CE), Baía de Todos os Santos (BA) e Baía da Guanabara (RJ), com 7, 14 e 20 milhões de metros cúbicos por dia de capacidade) são mantidos constantes durante o horizonte do modelo. Atualmente, dois terços

das importações de gás natural vêm na forma de gás natural líquido que entram pelos três portos de regaseificação, o terço remanescente vem da Bolívia.

Em relação à extração de petróleo, é considerada a possibilidade de um aumento de quase três vezes em 2050 em relação a 2013. Consequentemente, assume-se um aumento nas exportações de petróleo e uma redução nas importações. No entanto, segundo (EPE, 2017d) não há investimentos previstos nos setores de refinaria de petróleo, então considera-se que os produtos secundários de petróleo mantem a mesma dinâmica de dados históricos (2017). Conforme (EPE, 2016b, 2017d), deverá haver autossuficiência na produção nacional de combustível nuclear a partir de 2026 e deve haver uma redução das importações de eletricidade, principalmente do Paraguai, estes pressupostos também foram assumidos no modelo.

Tabela 3.10 – Pressupostos de importações e exportações por fonte de energia no horizonte do modelo

	Atividade	limite	Unidade	Valor corrente (2013)	2020	2030	2040/2050	Fonte
Gás Natural	Importação	Superior	PJ	625	959	959	959	(EPE, 2014b, 2017d, 2018b)
Petróleo	Importação	Superior		853	314	314	314	(EPE, 2014b, 2018b)
Petróleo	Exportação	Inferior		859	2255	2255	2255	
Carvão Metalúrgico	Importação	Superior		328	358	358	358	
Carvão Vapor	Importação	Superior		176	223	223	223	
Coque	Importação	Superior		55	21	21	21	
Óleo Combustível	Importação	Superior		4	3	3	3	
	Exportação	Inferior		355	280	280	280	
Querosene	Importação	Superior		61	20	20	20	
	Exportação	Inferior		100	96	96	96	
Diesel	Importação	Superior		438	460	460	460	
	Exportação	Inferior		37	30	30	30	
Gasolina	Importação	Superior		120	145	145	145	
	Exportação	Inferior		11	23	23	23	
Outras secundárias de petróleo	Importação	Superior		193	81	81	81	
	Exportação	Inferior		15	17	17	17	
LPG	Importação	Superior		86	84	84	84	
	Exportação	Inferior		2	0	0	0	
Uranio U3O8	Importação	Superior		25	0	0	0	(EPE, 2016b)
Uranio UO2	Importação	Superior		140	27	0	0	
Eletricidade	Importação	Fixo		145	148	38	38	
	Exportação	Fixo		2	0	0	0	

O modelo foi calibrado para o ano 2016 usando os dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2017b) combinados com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EPE, 2017a). Os parâmetros usados foram a geração total de eletricidade, as emissões de gases de efeito estufa e a composição setorial do consumo de eletricidade. Para o primeiro parâmetro a variação entre os resultados do modelo e os dados históricos foi 9%, para as emissões, o modelo apresenta emissões 7% menores do que as observações históricas e a composição setorial do modelo em média é 3% divergente dos dados observados. A geração hídrica observada foi considerada pressuposto para o modelo para o ano 2016.

3.4 Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar

A resposta à questão de investigação acerca dos mecanismos de incentivo mais adequados para a promoção do investimento na energia solar em larga escala no sistema energético brasileiro

desenvolveu-se em três etapas de pesquisa. A primeira etapa por realização de entrevistas presenciais com agentes do setor, nomeadamente da EPE, Operador Nacional do Sistema e de Universidades, Universidade Federal do Rio de Janeiro e Harvard feitas em setembro de 2016 e março de 2017. Além deste bloco inicial de entrevistas, ao longo do trabalho, foram feitas diversas consultas diretas à agentes sobre tópicos específicos que serão detalhadas nas seções seguintes. Estas entrevistas tiveram como objetivo avaliar qual o enquadramento das possibilidades de expansão da energia solar bem como as barreiras fundamentais para a sua implementação. Os entrevistados foram selecionados pelo seu elevado grau de envolvimento com a implantação ou discussão acerca da energia solar no Brasil.

A primeira entrevista foi realizada em Boston, na *Kennedy School of Government* da *Harvard University*, com o professor Ashley Brown, reconhecido pesquisador sobre a regulação da energia solar. A segunda entrevista, realizada na mesma universidade, foi com Mauricio Tolmasquim que dirigiu a Empresa de Pesquisa Energética do Brasil, EPE até 2016, tendo participado inclusive da coordenação dos primeiros leilões solares realizados no Brasil. O roteiro das entrevistas realizadas nos Estados Unidos, tipo I e no Brasil, tipo II está apresentado na tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Roteiro das entrevistas realizadas com especialistas nos Estados Unidos (I) e no Brasil (II)

Tipo	Questões
I	1) <i>What are the main barriers for solar deployment in Brazil?</i>
	2) <i>In your opinion, solar energy in Brazil would have more chance if the focus is on distributed generation or in utility scale or a mix?</i>
	3) <i>In the solar energy auction that took place at 2014 October the price was 17,9% lower than the top-price established and a supply of 8.1 GW in 331 projects habilitated and just 10% contracted could be a market signal to Brazilian energy regulation and planning institutions?</i>
	4) <i>Even being economic less rational roof top could reach large-scale commitment if Brazil uses lease schemes? (like Renova Green in Brazil)</i>
II	1) No contexto energético brasileiro, para energia solar ser implementada em larga escala, faria sentido técnico e financeiros que os esforços fossem compartilhados entre a produção centralizada e a geração distribuída?
	2) Qual foi o efeito dos três leilões de energia solar enquanto sinalizadores da visão do sistema de planejamento energético?
	3) Quais as principais barreiras à utilização da energia solar em larga escala no Brasil distribuída?
	4) Modelos de negócios do tipo leasing teriam um impacto significativo na expansão da
	5) Partindo do pressuposto que a constituição de um cluster solar traria benefícios energéticos e socioeconômicos, quais as condições necessárias? Elas estariam disponíveis?

As entrevistas seguintes foram realizadas no Rio de Janeiro em abril de 2017 com mais um representante do meio acadêmico, professor Nivalde de Castro, Coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro, pela sua alargada participação em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento aprovados pela ANEEL e dois diretores da EPE, o Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais, Ricardo Gorini, e o Diretor de Estudos de Energia Elétrica, Amílcar Guerreiro. Adicionalmente uma representante do Operador Nacional do Sistema, mais especificamente da parte de interligação dos projetos de energia solar foi também entrevistada, a tabela 3.12 apresenta uma relação dos entrevistados, com os cargos e datas.

Tabela 3.12 – Especialistas entrevistados

Nome	Instituição	Cargo	Data
Ashley Brown	Harvard Electricity Policy Group	Diretor Executivo	20/09/2016
Mauricio Tolmasquim	Harvard Electricity Policy Group	Pesquisador Visitante	20/09/2016
Ricardo Gorini	Empresa de Pesquisa em Energia	Diretor de estudos econômico-energéticos e ambientais	24/03/2017

Amílcar Gonçalves Guerreiro	Empresa de Pesquisa em Energia	Diretoria de estudos de energia elétrica	30/03/2017
Maria Paula Belisário May Salvador	Operador Nacional do Sistema	Engenheira da Gerencia de Acesso à Transmissão do Operador Nacional do Sistema	29/03/2017
Nivalde de Castro	GESEL/UFRJ	Coordenador Geral	01/04/2017

Além das entrevistas formais também houve a oportunidade de dialogar com o diretor de despacho do Operador Nacional do Sistema, o que alargou o entendimento do processo de despacho da energia elétrica no Brasil e permitiu a obtenção de dados horários de geração de eletricidade por fonte no ano de 2013 não disponíveis online na altura, essenciais para a granularidade horária do modelo TIMES_BR_light. Os demais contatos realizados durante a pesquisa estão detalhados na tabela 3.13.

Tabela 3.13 – Contatos realizados durante a pesquisa

Instituição	Contato	Cargo	Tipo de contato	Data	Motivo/Resultado	Referencia
ONS	Vagner Begni	Gerente de Programação Energética	presencial	29/03/2017	Dados horários de geração de eletricidade por fonte no ano de 2013	ONS. (2017)
Eletrobrás	Geraldo Vasconcelos Arruda Neto	Engenheiro (um dos elaboradores do programa)	email	02/05/2019	Detalhes acerca da 12 mini usinas	(Eletrobrás, 2019)
ANEEL	André Nobrega	Diretor geral	presencial		Compreender motivação do investimento em geração distribuída em Porto de Moz	ANEEL (2019d)
	Carlos Alberto C. Mattar	Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição	email	13/06/2019		
	Protocolo 48700.006881/2019-20		LAI*	18/11/2019	Relação de unidades consumidoras com geração distribuída por município	ANEEL. (2019c).
	Protocolo 48700.007201/2019-95		LAI*	23/12/2019	Duração e frequência de interrupções por conjunto	(ANEEL, 2019a)
Banco do Nordeste	Francisco Maxshwell dos Santos de Oliveira	Gerente Executivo	Email/LAI	24/12/2018	Detalhes acerca do programa FNE-Sol	(Banco do Nordeste, 2019)
Neoenergia	Ana Christina Romano Mascarenhas	Gerente de eficiência energética	email	29/05/2019	Informações acerca da publicação de revista institucional	(Neoenergia, 2019)

LAI – Lei de Acesso a Informação – Lei 12527/2011 – Regula o acesso dos cidadãos às informações de órgãos públicos

A segunda etapa focou-se na investigação acerca dos leilões ocorridos no Brasil, com uso principalmente das informações disponibilizados pela Câmara de Comercio de Energia Elétrica (CCEE) tanto os resultados consolidados como os específicos de cada leilão. Para esta análise, foram usados ainda documentos de habilitação das propostas para os leilões elaborados pela EPE. Foi feita uma anualização de todos os 26 mil contratos assinados a época no âmbito dos leilões de energia solar afim de identificar o potencial já contratado por ano. As informações dos leilões foram inseridas na formulação do modelo TIMES_BR_light para aumentar a sua aderência à realidade.

Nesta etapa além das bases de dados da CCEE também foi feita uma pesquisa mediante cadastro prévio no sistema de informações da ANEEL para pesquisa processual com o objetivo de compreender especialmente o processo do Mecanismo de Descontratação de Energia que ocorreu em 2017, e que já havia sido apontado por alguns entrevistados como uma tendência. Em escala nacional os dados disponibilizados pela CCEE, foram a principal fonte de consulta, tanto os documentos específicos de cada leilão (CCEE, 2014, 2017, 2018b, 2018a, 2019b, 2019a) como as

consolidações mais atualizadas (CCEE, 2019e). Também vieram daquela comissão os dados sobre as contas setoriais (CCEE, 2018d, 2019c).

A terceira etapa incluiu uma avaliação de experiências internacionais, inicialmente agregadas em países da OCDE e países não OCDE, e posteriormente em principais geradores de eletricidade fotovoltaica com o objetivo de identificar as experiências de outros países com o uso de mecanismos de incentivo à energia solar, suportada por análise bibliográfica (tabela 3.14). A experiência de mobilidade profissional do programa Climate KIC, realizada em outubro de 2018, foi benéfica por ter permitido compreender alguns aspectos da implementação da geração distribuída fotovoltaica na Alemanha.

Tabela 3.14 – Principais fontes de dados para a identificação de experiências internacionais sobre a inserção de energia solar em larga escala

Documento	Instituição, Data	Assunto
<i>Solar Energy: Mapping the Road Ahead</i>	(IEA, 2019)	Fases de integração das energias renováveis variáveis nos sistemas elétricos nacionais
<i>Getting Wind and Sun onto the Grid</i>	(IEA, 2017a)	
<i>Dispelling the Myths</i>	(ISES, 2019)	Mitos que envolvem a integração da energia solar em larga escala na rede elétrica
<i>Maximum electrical capacity, EU-28, 2000-2017 (MW)</i>	(Eurostat, 2020b)	Capacidade instalada e geração de eletricidade por combustível na Europa
<i>Gross electricity production by fuel, EU-28, 2000-2017 (GWh)</i>	(Eurostat, 2020a)	
<i>Statistical series</i>	(IRENA, 2019c)	Dados acerca da geração de eletricidade e capacidade instalada por fonte e por país
<i>Photovoltaic Power Systems programme - annual report 2017 & 2018</i>	(IEA-PVPS, 2018, 2019)	Detalhes de implementação de energia solar e mecanismos de incentivo

A quarta e última etapa para identificar os mecanismos com maior potencial para promoção da energia solar no Brasil foi a combinação dos resultados do TIMES_BR_light as conclusões da análise feita nas etapas anteriores, nacionais e internacionais. O potencial mais custo-eficaz de implementação de energia solar com limitação de aumento das emissões de gases de efeito estufa foi identificado no TIMES_BR_light e usado como metas de implementação que foram combinadas com um exercício de *benchmarking* das experiências consideradas de maior sucesso para três tipos de implementação de energia solar, PV centralizada, PV distribuída e CSP. A figura 3.27 mostra o processo de pesquisa em suas quatro etapas. Vale salientar que a etapa 2 forneceu informações para a construção do TIMES_BR_light na medida que todos os contratos de leilões até abril de 2018 foram incluídos como sendo mandatório para cada fonte. A etapa 4, ilustrada na figura 3.27, beneficiou dos resultados do TIMES_BR_light na medida que as metas solares são a geração mais custo eficaz de energia solar por tecnologia em 2030 e 2040 em um cenário com limitação às emissões.

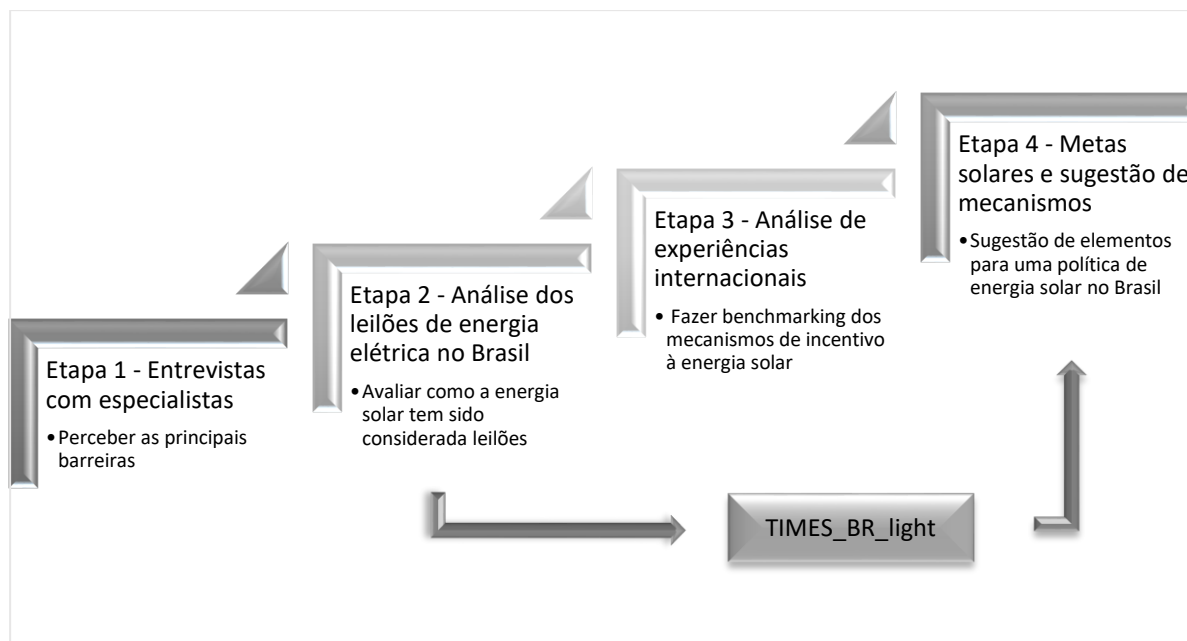


Figura 3.27 – Etapas de pesquisa sobre os mecanismos de incentivo à energia solar

3.5 O papel da energia solar nos Sistemas isolados

Após investigar a viabilidade do uso da energia solar em larga escala no sistema integrado nacional, importa fazer uma análise do potencial que a energia solar poderá ter no acesso à energia elétrica pelos sistemas isolados no Brasil. A investigação teve três etapas mostradas na figura 3.28, uma revisão da literatura acerca da viabilidade, seguida pela coleta de dados e informações sobre experiências de implementação de energia solar em sistemas isolados atuais e um exercício exploratório acerca da possível utilização futura de energia solar nos sistemas isolados.

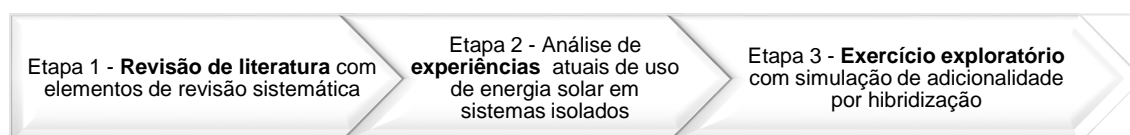


Figura 3.28 – Etapas da pesquisa sobre a energia solar nos sistemas isolados

A revisão da literatura acadêmica usou ferramentas de uma revisão sistemática da literatura, tendo sido apresentada no capítulo 2, seção 2.5. As informações obtidas nesta primeira etapa foram combinadas com uma investigação sobre as experiências atualmente em operação de energia solar para sistemas isolados em bases oficiais (etapa dois), detalhadas na seção 3.5.1. A terceira etapa desenvolve um exercício exploratório prospectivo, detalhado na seção 3.5.2, incidindo sobre cinco sistemas isolados com déficit de energia previsto em 2022. Tem-se por objetivo avaliar a viabilidade futura de adicionalidades aos sistemas existentes, por hibridização destes com o uso de energia solar.

3.5.1 Experiência de uso de energia solar em sistemas isolados no Brasil

Foram identificadas cinco experiências de uso de energia solar em sistemas isolados no Brasil, sendo três no banco de dados de geração de eletricidade, chamado BIG (ANEEL, 2019), uma em uma tese de doutoramento (Almeida, 2017) e uma quinta pela análise dos dados nos sites da ANEEL e EPE. No BIG foram identificadas as experiências das miniusinas no Amazonas, a Usina de Geração Fotovoltaica (UFV) Oiapoque no Amapá e as instalações de geração distribuída no Pará conforme detalhado na tabela 3.15. A experiência de Fernando de Noronha, foi identificada em (Almeida 2017) e finalmente as barreiras institucionais foram identificadas na pesquisa sobre processos de leilões nos sites da ANEEL (2016) e EPE (EPE, 2016g).

Após a fase de identificação, as experiências foram avaliadas de maneira mais detalhada por meio de documentos administrativos, relatórios e documentos técnicos como apresentado na tabela 3.13. O objetivo era perceber inicialmente a motivação da realização da experiência, a fonte de recursos para a sua execução e se há indícios de sucesso ou insucesso que permitam inferir a viabilidade da fonte solar em sistemas isolados. No estado do Amazonas, é descrita a experiência de instalar 12 mini-plantas para atender sistemas isolados. A experiência do Amapá é de uma usina de geração fotovoltaica de maior escala, que visa atender o sistema Oiapoque no extremo norte do litoral brasileiro. A experiência do Pará é com a implementação de unidades de geração fotovoltaica distribuídas em telhados. Por fim, também é descrita a experiência na ilha de Fernando de Noronha, que faz parte do estado de Pernambuco, no Nordeste.

Tabela 3.15 – Experiências de uso de energia solar em sistemas isolados no Brasil

Experiência	Estado	Fonte para identificação	Fonte para análise detalhada
Miniusinas	Amazonas	BIG (ANEEL, 2019)	Nota Técnica sobre o planejamento dos sistemas isolados (EPE, 2018e), relatórios do programa <i>Luz para Todos</i> (Eletrobrás, 2016, 2018; Eletrobrás, 2018) e comunicações diretas com a empresa (Eletrobrás, 2019).
UFV* Oiapoque	Amapá		Nota Técnica sobre Planejamento de Sistemas Isolados (EPE, 2018e), processos administrativos ANEEL por meio do sistema de consulta processual SICNET2 da ANEEL, Nota Técnica Oiapoque(EPE, 2018h).
Geração distribuída	Pará		Nota Técnica sobre Planejamento de Sistemas Isolados (EPE, 2018e), site da empresa distribuidora CELPA, espacialização no SIGEL da ANEEL, identificação da Unidade de Conservação no site do Instituto Chico Mendes e comunicação direta com a ANEEL
UFV* Fernando de Noronha	Pernambuco	Almeida (2017)	Nota Técnica sobre Planejamento de Sistemas Isolados (EPE, 2018e), banco de dados sobre micro e mini geração(ANEEL, 2019d), do banco de dados de projetos de eficiência energética da ANEEL(ANEEL, 2015), revistas da empresa de distribuição (CELPE, 2014, 2015).
Leilão de sistemas isolados	Amazonas	(CCEE, 2018b, EPE, 2018b)	Nota Técnica sobre Planejamento de Sistemas Isolados (EPE, 2018e), Nota Técnica (EPE, 2016g) e documentos do Leilão 002/2016 Lote B 2ªparte (ANEEL, 2016c)

* Usina de Geração Fotovoltaica

Para o caso das miniusinas existentes do estado do Amazonas, aplicou-se no BIG o filtro por unidade Gda federação, identificando 14 projetos no estado do Amazonas, dos quais 12 pertencem à Amazonas Distribuidora de Energia S/A. Mazzone (2019) já havia citado o programa de 12 mini usinas de energia solar. Após a identificação das plantas, procedeu-se à observação dos sistemas isolados dos municípios onde estavam localizados, utilizando a Nota Técnica da EPE sobre o planejamento dos sistemas isolados (EPE, 2018e) onde foi identificado em 2019: a carga do sistema, a potência instalada e o número de máquinas. A terceira fonte de informação foram os relatórios da Amazonas Distribuidora de Energia S/A, especialmente os relatórios do programa *Luz para Todos*

(Eletrobrás, 2016, 2018b). Foram realizadas comunicações diretas com a empresa (Eletrobrás, 2019) por correio eletrônico com perguntas específicas sobre o programa direcionado ao gerente da mesma constante no site da empresa. As questões relacionadas à capacidade das miniusinas de energia solar para atender à demanda de cada localidade, o arranjo financeiro que viabilizou o investimento, bem como a propriedade do equipamento, o pagamento da eletricidade e as características dos sistemas de armazenamento.

A principal fonte de informações sobre o UFV Oiapoque foi a descrição da experiência na Nota Técnica da EPE sobre Planejamento de Sistemas Isolados (EPE, 2018e). As informações foram complementadas com a verificação do registro dos mesmos no BIG e a espacialização no SIGEL da ANEEL. O próximo passo foi entender a decisão de investimento do Consórcio Oiapoque Energia, especialmente a Voltalia. Para isso, foi consultado o sistema de consulta processual SICNET2 da ANEEL, com o devido registro prévio. Nesse sistema, a principal fonte de informação foi o voto do diretor, cuja opinião é favorável à instalação, datada de 14 de fevereiro de 2017 (ANEEL, 2017b). Como este documento não contém nenhuma informação sobre os valores, foi refeita a busca pelo sistema de consulta processual acima mencionado, pesquisando no campo "documentos" a palavra Oiapoque de 02/05/2015 a 02/05/2017. Os assuntos dos documentos foram avaliados em ordem cronológica reversa, e concluiu-se que o documento 48513.033028 / 2016-00, correspondente a uma carta da empresa solicitando o enquadramento da UFV Oiapoque para o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), seria relevante, pois apresenta uma estimativa de custo do projeto (Voltalia, 2017). A Nota Técnica nº 164/2016-SRG/ANEEL de 26/12/2016 (ANEEL, 2016b) apresentou a produção esperada da usina solar, o fator de capacidade e as motivações alegadas pela empresa para a realização do investimento no mesmo sistema. A Nota Técnica Oiapoque da EPE (EPE, 2018h) também foi consultada, pois o documento busca a alternativa mais econômica para o futuro serviço da localidade.

No caso do Pará, observando os registros do Banco de dados de geração da ANEEL, destaca-se a lista completa das 2472 unidades de geração fotovoltaica (maio de 2019) ativas nesse estado, 2231 unidades estão instaladas no município de Porto de Moz. Foi feita então uma pesquisa no site da empresa proprietária das unidades de geração e distribuidora do estado, a CELPA. No site da empresa, há notícias de que em 2017, parte do programa de eletrificação rural de acesso universal à energia chamado *Luz para Todos* seria atendido por mais de 2.000 instalações fotovoltaicas para atender a população que vive na Reserva Extrativista Verde para Sempre. Uma vez identificado como um projeto de eletrificação rural em sistemas isolados, o mesmo banco de dados de geração, foi possível identificar que no município vizinho de Porto de Moz, chamado Prainha, também atendido por um sistema isolado, há também uma experiência de geração fotovoltaica distribuída.

Em seguida foi avaliada a distribuição no tempo da instalação das instalações e seus proprietários com os dados disponíveis no conjunto de dados de geração da ANEEL, bem como o arranjo espacial das instalações com os dados do SIGEL também da ANEEL. Finalmente, os sistemas isolados de Porto de Moz e Prainha foram analisados em termos de máquinas instaladas, previsão de carga e déficit para refletir sobre a energia solar como fonte primária de acesso à eletricidade nas

comunidades e também como redução de custos com sistemas isolados. Por fim, ocorreu uma comunicação direta com a ANEEL sobre esse caso, inicialmente com um questionamento presencial ao presidente da ANEEL que foi posteriormente complementado por email com questionamentos sobre a motivação da iniciativa e o nível de satisfação dos usuários.

Diferentemente das demais iniciativas de utilização de geração de eletricidade fotovoltaica em sistemas isolados, para o caso de Fernando de Noronha não foi possível identificar os projetos no Banco de Informações sobre Geração da ANEEL nem tão pouco no SIGEL. Os dados iniciais foram obtidos de (Almeida, 2017) focando especial interesse na descrição dos sistemas no Apêndice 2 da do referido trabalho quando a justificativa para a colocação do medidor de forma a viabilizar o enquadramento do projeto na Instrução Normativa 482/2012 levou então à pesquisa no banco de dados sobre micro e mini geração da ANEEL (ANEEL, 2019d), onde foi possível identificar as duas instalações citadas na tese e ainda dez outras experiências de geração solar fotovoltaica na Ilha. Neste banco de dados além da potência e da data de início da operação, é também possível identificar o setor econômico do *prosumer* bem como a característica de compensação da geração. Os dados foram ainda complementados com aqueles constantes da Nota Técnica Planejamento (EPE, 2018e) e com dados de duas revistas da empresa (CELPE, 2014, 2015) e do banco de dados de projetos de eficiência energética da ANEEL (ANEEL, 2015).

Para descrever a experiência de tentativa de estimular os investimentos em sistemas híbridos, solar mais diesel, para atendimento aos sistemas isolados no estado do Amazonas o principal documento utilizado foi a Nota Técnica da EPE (EPE, 2016g). Adicionalmente foram analisados documentos inerentes ao Leilão 002/2016 Lote B 2ª parte (ANEEL, 2016c) para verificar a materialidade da diferença entre o projeto vencedor (de referência) e os projetos alternativos. Para esta verificação foi usado o caso do Lote B-I onde foram habilitados dois projetos alternativos.

3.5.2 Exercício exploratório de adicionalidade por hibridização

Metade dos sistemas isolados necessita de geração adicional, especialmente os que não estavam abrangidos no horizonte de expansão da rede de transmissão do Sistema Interligado Nacional (EPE, 2018e). Dentre estes, uma parte já estava com previsão de realização de leilão para o suprimento da geração adicional aventada. Uma parte, contudo, reunia as três características que consideradas mais propícias para propor uma reflexão acerca da forma de atendimento futuro: previsão de aumento da carga, não previsão de interligação e não inclusão nos leilões programados. Este exercício acrescenta valor ao estado da arte na medida em que combina a identificação da necessidade institucional de adicionalidade com exemplos da literatura (Gómez *et al.*, 2015, Silva *et al.*, 2010).

O exercício exploratório propõe uma reflexão sobre uma possível expansão da geração de energia fotovoltaica nos sistemas isolados da Amazônia. Assume-se que o solar PV é uma alternativa para suprir o déficit esperado de eletricidade em algumas comunidades amazônicas. O exercício proposto nesta dissertação é semelhante ao desenvolvido em (EPE, 2016g) pela Empresa de Pesquisa

Energética relativo a quatro sistemas isolados que fizeram parte de um leilão realizado em 2016. Com este exercício pretende-se mostrar que a adicionalidade de carga em sistemas isolados por hibridização com energia solar tem vantagens em relação a adicionalidade por geração convencional térmica a diesel.

A seleção das cinco localidades que fizeram parte deste exercício foi baseada na Nota Técnica 005/2018 lançada em 2019 sobre o planejamento do atendimento aos sistemas isolados horizonte 2023 - ciclo 2018(EPE, 2018e). No documento são apresentados os 270 sistemas isolados fazendo uma projeção da demanda futura, considerando os contratos e máquinas existentes e identificando possíveis déficits. O documento traz ainda os possíveis horizontes de integração de cada sistema ao sistema interligado nacional e a existência de leilões ocorridos e programados em cada caso. Para o exercício de reflexão sobre alternativas de adicionalidade a sistemas isolados já existentes, foram selecionados cinco sistemas isolados, seguindo as três características definidas anteriormente. Considerou-se o déficit projetado para 2022 para cada sistema, identificado por cada distribuidora (EPE, 2018e), como mostra a tabela 3.16 para os cinco sistemas isolados escolhidos. A partir dos déficits anuais, identificou-se o déficit diário ou a carga horária diária necessária a partir de 2022, estando já incluídas as perdas e consumos das máquinas.

Tabela 3.16 – Deficits de eletricidade projetados para os sistemas isolados

Sistema Isolado	DEFICIT ANUAL EM 2022 (EPE, 2018e),		CARGA DIÁRIA NECESSÁRIA	
	unidade	valor	unidade	valor
1 JACAREACANGA	GWh	15,65	kWh	42885
2 GURUPA		17,22		47173
3 AVEIRO		3,37		9230
4 COTIJUBA		9,35		25614
5 TRÊS FRONTEIRAS		0,88		2422

Após a seleção das cinco localidades, foi identificada a localização no Google Maps e depois a coordenada geográfica precisa do sistema isolado em cada território usando o SIGEL da ANEEL, considerando que a carga adicional a ser instalada naquele sistema poderá ser feita nas proximidades do atual sistema. A figura 3.29 mostra a localização dos sistemas isolados considerados.



Fonte de dados: (ANEEL, 2019c)

Figura 3.29 – Mapa da localização dos sistemas isolados considerados no exercício exploratório

Com a localização e a carga diária a ser atendida, usou-se o software HOMER Quickstar Beta para testar quatro alternativas de atendimento à carga adicional prevista em cada sistema em 2022: i) apenas fotovoltaico e bateria; ii) híbrido fotovoltaico e diesel; iii) híbrido fotovoltaico, diesel e bateria e iv) apenas diesel. Para o caso de uma operação comercial real com energia solar nestes sistemas, as máquinas já existentes deveriam ser consideradas para a otimização do despacho, o que não ocorreu nesta análise.

Para o exercício exploratório foi usada uma taxa de desconto de 8% equivalente à usada no TIMES_BR_light, bem como uma taxa de inflação de 4% que é a meta do Banco Central do Brasil para 2020. Os custos usados estão baseados em (EPE, 2016g) e apresentados na tabela 3.16.

A estratégia de despacho adotada na análise foi o “despacho combinado”, e significa que para cada micro-rede em cada ponto do tempo o sistema decide se é mais barato usar a eletricidade dos painéis, do gerador térmico ou do ciclo de carregamento das baterias. “Carga seguida” uma das alternativas de estratégia de despacho, seria quando o gerador gera apenas para atender a carga no momento e as baterias são carregadas quando há disponibilidade de renováveis. “Ciclo de carregamento” é a estratégia de despacho quando o excesso de geração dos geradores é usado para abastecer as baterias.

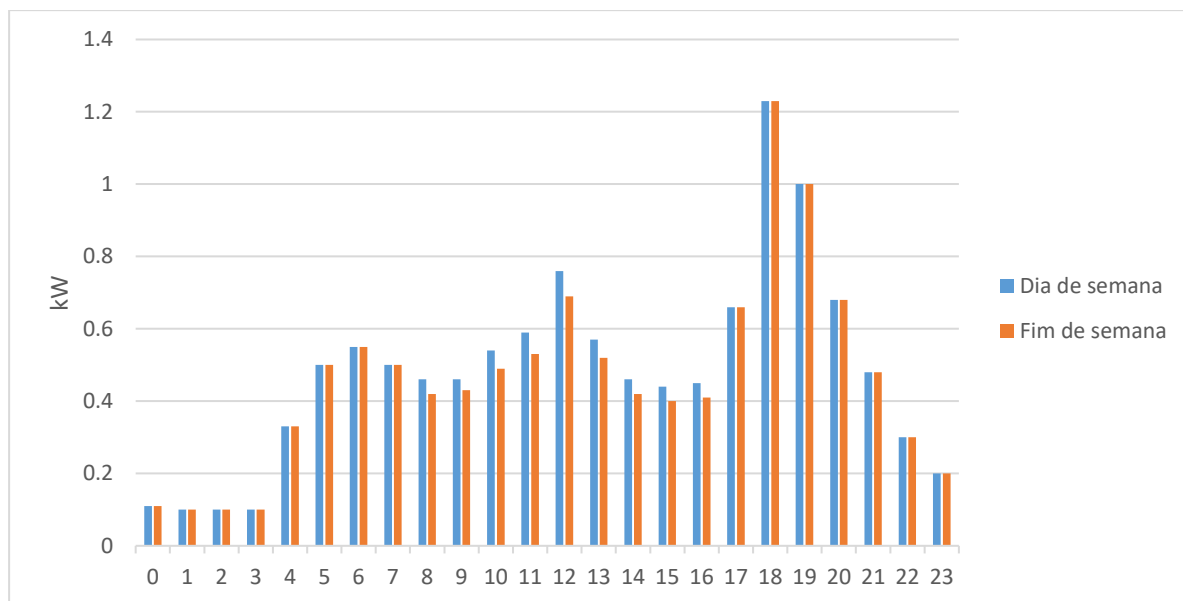
Tabela 3.17 – Custos de investimento e de combustível usados na simulação do exercício exploratório

Item	Unidade	Custo de investimento e de combustível	
		R\$	US\$ cambio de 31/10/2016
Diesel	\$/L	3,76	1,18
Módulo fotovoltaico	\$/kW	5.500,00	1.729,00
Inversor	\$/W	1,00	0,31
Bateria	\$/kWh	4.000,00	1.257,00
Gerador diesel	\$/kW	1.925,00	601,14

Fonte de dados: (EPE, 2016g)

Os módulos fotovoltaicos são genéricos (*Generic Flatplate PV*) sem especificação de marca, sem rotação e sua produtividade está associada às coordenadas geográficas definidas para cada um dos sistemas isolados. Para os inversores foi considerado um tempo de vida de 15 anos e uma eficiência de 95%. Para as baterias foi considerada uma bateria genérica de 1kWh de ions de lítio com capacidade nominal de 166.7 Ah e voltagem de 6V com uma eficiência de ciclo de 95%. Para os geradores a diesel também foi usado um genérico com uma carga mínima de 30% e o custo do diesel foi R\$ 1,18US\$/L, compatível com (EPE, 2016g).

O perfil de consumo horário foi o padrão residencial, assumindo que toda a carga adicional será residencial, há a possibilidade que parte deste consumo seja comercial ou em igrejas e escolas. Como é muito difícil estimar qual será a proporção da evolução destes consumos, optou-se pelo perfil residencial. Cumpre esclarecer também que se trata aqui de adicionalidades a sistemas já existentes e não de processos de eletrificação rural de raiz. O perfil está apresentado na figura 3.30 usado com carga horária nas 24 horas de um dia típico de semana e de fim de semana.



Fonte de dados: Perfil de carga residencial HOMER Quickstart Beta

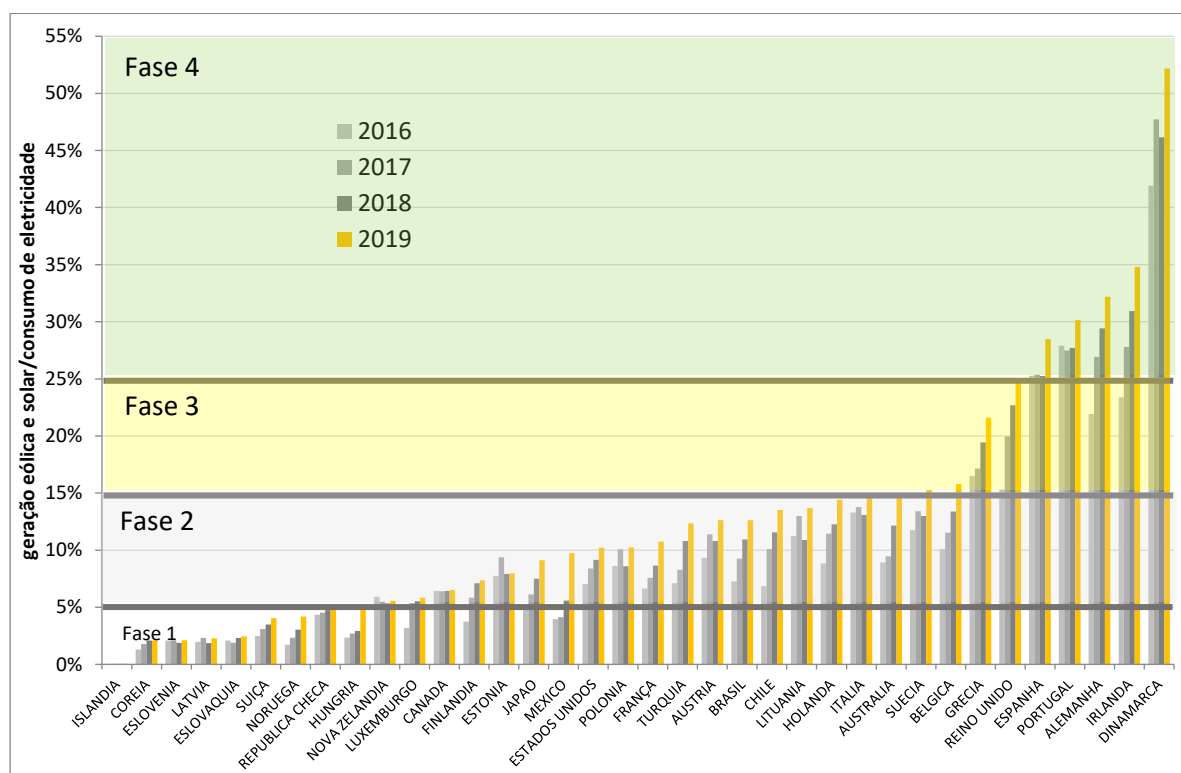
Figura 3.30 – Perfil de carga horária para um dia típico adotada no exercício

Gómez *et al.* (2015) considera dois picos de demanda, um entre as 14:00 e as 17:00 e o segundo entre as 20:00 e as 23:00. Este trabalho considera a vila de Moju com 120 casas, uma escola, um centro comunitário, um centro de saúde e duas pequenas unidades de produção de farinha de mandioca. Já para Sepulveda & Martinez (2016) a carga diária de uma vila isolada típica, vila de São Tomé também na região amazônica, assemelha-se à representada na figura 3.30. No levantamento da curva de carga de uma vila típica realizado por MME (2008) a curva tem também dois picos, um no meio da tarde e outro à noite. Neste último trabalho e em Gómez *et al.* (2015) estão incluídas atividades produtivas com uso de eletricidade. O exercício proposto aqui, ao assumir apenas a satisfação de uma demanda adicional que está baseada principalmente no aumento da população, assemelha-se mais ao trabalho de Sepulveda & Martinez (2016) e opta por considerar uma curva residencial com o perfil da apresentada na figura 3.30.

CAPÍTULO 4 Quando o sol vai brilhar no sistema elétrico brasileiro?

4.1 A participação das renováveis variáveis na matriz elétrica dos países

A Agência Internacional de Energia classifica a integração das energias renováveis variáveis (eólica e solar) em seis fases, de acordo com a participação que elas tem na matriz elétrica dos países (IEA, 2019). Mais de vinte países já têm uma participação de dois dígitos, conforme a figura 4.1, onde se mostra o crescimento exponencial em diversos países no que diz respeito a integração de renováveis variáveis. No ano de 2019, observa-se expressivo crescimento, além das dinâmicas de expansão entre 2016 e 2019. Nesta análise, para além dos 35 países da OCDE, também foi incluído o Brasil que, em 2019, teve uma participação de 13% de energias renováveis variáveis na carga total.



Fonte de dados: (EPE, 2019f, 2019a; IEA, 2020; ONS, 2020)

Figura 4.1 – Participação das energias renováveis variáveis na matriz elétrica por país e ano

A primeira e a segunda fases de participação de energias renováveis na matriz elétrica do país, conforme IEA (2019), são aquelas em que a integração das renováveis não traz efeitos significativos para a rede; os principais pontos a serem enfocados são os códigos de rede, a previsão da geração das unidades de geração e a gestão entre rede de alta e baixa tensão. Nessas fases, a operação das renováveis adapta-se ao funcionamento da rede elétrica. Conforme a classificação da IEA, baseada em dados de 2018, estavam na primeira fase a Coreia do Sul e a Eslováquia, países onde a participação é inferior a 5%. Na segunda fase estariam países como Chile, China, Brasil, Índia, Nova Zelândia, Países Baixos e Suécia, sendo 15% o limite aproximado de participação de energias renováveis dessa fase (IEA, 2017a).

Nas fases 3 e 4, cujos limites superiores seriam 25% e 50%, já são necessárias mediadas de flexibilização da rede e expansão das redes de transmissão para a integração das renováveis variáveis. O relatório IEA (2017a) cita como exemplos da fase 3, Espanha, Portugal e Alemanha encontrando-se na fase 4 apenas Dinamarca e Irlanda. Os dados mais recentes mostrados na figura 4.1 mostram que Portugal, Espanha e Alemanha já ultrapassaram o limite de 25% e estão, também, na fase 4.

Não há ainda nenhum país nas fases seguintes de integração, 5 e 6, em que a geração de renováveis supera a carga em vários momentos do ano (IEA, 2018). Na fase 5, marcada pelos desequilíbrios intradiários, para evitar elevados *curtailments*, o ideal seria a existência de medidas de eletrificação flexível dos setores de uso final. Na fase 6, o problema de desequilíbrio intersazonal da carga passa a ser mais relevante e medidas de integração podem ser a utilização de hidrogênio para armazenamento de eletricidade (IEA, 2019).

O trabalho de Sinsel *et al.* (2020) faz uma revisão de literatura estruturada e sugere uma matriz de inter-relações entre os desafios da integração das renováveis variáveis nos sistemas elétricos e as soluções tecnológicas para resolvê-los. Os 26 desafios para a rede elétrica identificados são classificados em quatro grandes grupos: qualidade²⁰, fluxo, estabilidade e equilíbrio. Já as soluções estariam divididas por nível de geração, distribuída e centralizada, e depois por tecnologias de flexibilidade ou de rede. Os autores argumentam que a escolha da solução tecnológica envolve, além dos custos e da maturidade das opções tecnológicas, as preferências dos agentes.

As soluções tecnológicas podem colaborar para resolver um número maior ou menor de desafios, as soluções de flexibilidade tendem a contribuir para a superação de um número maior de desafios do que as soluções de rede (Sinsel *et al.*, 2020). As escolhas tecnológicas variam conforme a região por conta das configurações dos próprios sistemas elétricos bem como a participação que as energias renováveis variáveis têm na rede. Para os autores a avaliação conjunta dos desafios e das soluções técnicas pode levar a maximização das mesmas pois uma mesma solução tecnológica pode enfrentar mais de um desafio. Por exemplo, a solução identificada como “modificação nos geradores distribuídos de energias renováveis variáveis” teria potencial para solucionar ou minimizar

²⁰ Qualidade da eletricidade – é o principal requisito para os consumidores finais e implica na oferta ininterrupta de eletricidade, bem como a estabilidade de voltagem e corrente, além da segurança no caso de falta de eletricidade. “*Sufficient power quality is the dominant performance requirement for end consumers. The power quality category comprises the requirements for uninterrupted power supply and stable conditions of voltage and current, as well as safe conditions in case of outages.*” (Sinsel *et al.*, 2020, p. 2273)

Estabilidade da rede – a estabilidade está relacionada ao controle da frequência e da voltagem além da recuperação depois de faltas de eletricidade. “*The stability category is concerned with the control of frequency and voltage in the power system as well as system recovery after blackouts. Stability challenges are mostly caused by the modularity of VRE generators and the fact that those generators are non-synchronous*” (Sinsel *et al.*, 2020, p. 2274)

Equilíbrio da rede – conexão entre a oferta ativa de eletricidade e a demanda no curto e no longo prazo. “*The power balance category comprises challenges connected to the short- to long-term balance of active power supply and demand in the system.*” (Sinsel *et al.*, 2020, p. 2274)

Fluxo de eletricidade – está relacionado a eficiência na transmissão e na distribuição e há muitas causas para os desafios relacionados ao fluxo. “*The flow category is related to the efficient transmission and distribution of power. Root causes for challenges in the flow category are manifold in comparison to the other categories. VRE variability, modularity, and location-constraints result in the largest share of flow challenges.*” (Sinsel *et al.*, 2020, p. 2274).

17 dos 26 desafios identificados enquanto os “filtros harmônicos” teriam potencial de solucionar apenas um dos desafios, o aumento de distorções harmônicas.

Para avaliar o potencial de custo-eficácia das tecnologias de aproveitamento da energia solar para o sistema energético brasileiro o primeiro passo foi avaliar se o aumento da geração solar estaria associado a uma redução da confiabilidade da eletricidade da rede, apresentado na secção seguinte, e o segundo passo foi avaliar o custo-eficácia da energia solar através do uso do modelo de otimização de longo prazo calibrado para o sistema energético brasileiro.

4.2 Confiabilidade do sistema elétrico com o aumento da energia solar

A integração das renováveis variáveis nos sistemas elétricos envolve não apenas a geração solar distribuída, mas também a geração solar centralizada e a geração eólica. Inicialmente foi feita uma comparação entre o crescimento total das duas tecnologias e a qualidade da rede elétrica na Alemanha para identificar se o aumento das renováveis variáveis teria levado a um aumento das interrupções do serviço. Não foi identificada uma correlação e então optou-se por fazer uma análise com um maior grau de detalhe temporal e espacial e então foram usados os dados acerca da geração distribuída.

No presente trabalho, o indicador usado para inferir a qualidade do serviço de eletricidade é a continuidade do serviço, ou seja, o número (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC) e a duração de interrupções não previstas no serviço prestado (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC). Outros parâmetros de qualidade também podem ser incluídos pelo órgão regulador dos sistemas elétricos como o controle da frequência.

Nesta secção serão avaliados os dados de continuidade do serviço de eletricidade prestado à população de dois sistemas elétricos para avaliar as consequências do aumento da participação da geração solar fotovoltaica distribuída para a continuidade do serviço de eletricidade. Os países pesquisados, Brasil e Alemanha, estariam na fase dois e três da classificação IEA (2017a), respectivamente. A hipótese de pesquisa é que o aumento da geração distribuída não está associado a uma redução da qualidade do serviço de energia elétrica, usando-se como parâmetro de análise a capacidade instalada acumulada em cada mês e em cada município ou estado.

4.2.1 Confiabilidade do sistema elétrico com o aumento da energia solar: caso da Alemanha

Na Alemanha, os serviços de sistema que são usados nas redes elétricas para a integração da renováveis variáveis são: capacidade de reserva de rede, redespacho, *curtailment* (com impacto na gestão dos pagamentos de FIT) e reservas de controle primário, secundário e terciário de

frequência²¹. Redespacho é uma estratégia de gestão de rede onde a geração de plantas pode ser aumentada ou diminuída deliberadamente em relação aos contratos básicos entre geradores e transmissores (Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2018a). *Curtailment* é a limitação da geração de uma planta mesmo havendo recursos disponíveis, é em geral alheia a decisão do gerador e acontece deste o início da utilização das redes de eletricidade (Bird *et al.*, 2014). A tabela 4.1 faz uma comparação entre o volume de unidades de eletricidade (GWh) e os custos das medidas adotadas no sistema elétrico em milhões de euros. Uma parcela da variação no uso e custo dos mecanismos de ajuste da rede está ligado a variações de temperatura. As reservas de rede têm apresentado uma tendência ascendente, apesar de ter se reduzido entre 2017 e 2018, mas as reservas de controle (primário, secundário e terciário) tem apresentado uma tendência decrescente. As reservas de rede são usadas para compensar a geração nos casos de redespacho enquanto as reservas de controle são usadas para equilibrar a frequência da rede.

Tabela 4.1 – Custos de sistema da rede na Alemanha 2015-2018

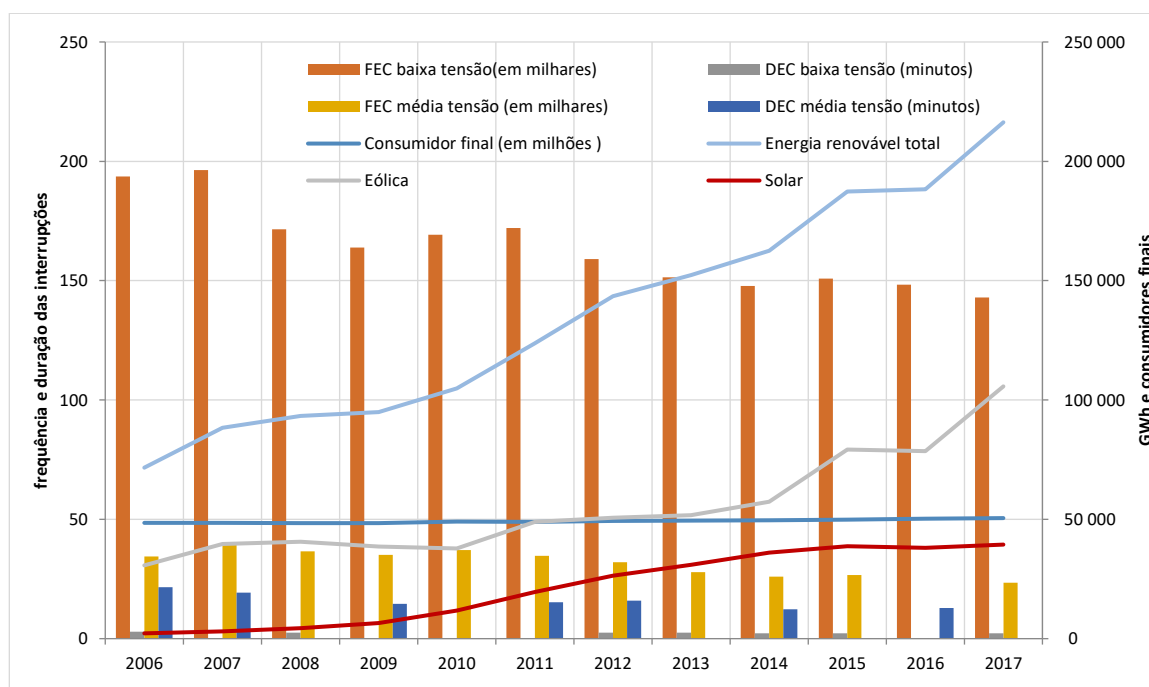
Tabela 4.1 – Custos de sistema da rede na Alemanha 2015-2018					
Serviço de sistema	unidade	2015	2016	2017	2018
Custos					
Reserva de rede (custo de reserva e de uso)	M€	219	285,7	480	415,5
Redespacho (nacional e internacional)		220	222,6	391,6	351,5
<i>Curtailment</i>		478	372,2	609,9	635,4
Reserva de controle		316	198,1	145,5	123,3
Compensação por perdas		277	304,8	280,4	273,2
Eletricidade					
Reservas de rede	GWh	1220	1209	2128	904
Redespacho		15436	11475	20439	14875
<i>Curtailment</i>		4722	3743	5518	5403

Fonte de dados: (Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2016a, 2017, 2018b, 2019)

Para testar a hipótese de que a geração distribuída não afeta negativamente a qualidade da eletricidade da rede foram pesquisados os indicadores de confiabilidade do sistema alemão definido em quantidade de interrupções não programadas e em duração em minutos das interrupções em baixa e média tensões, combinado com a geração de eletricidade renovável, especialmente solar e eólica. Enquanto o número de consumidores entre 2006 e 2017 aumentou 4%, o número de interrupções não programadas (FEC) na baixa tensão reduziu-se em 26% e sua duração (DEC) em 22%; na média tensão a frequência de interrupções foi 32% menor e a duração 30% menor. No mesmo período, a geração renovável cresceu 202% (244% a eólica, 1675% a solar e observou-se uma redução da hídrica em 2%). A figura 4.2 apresenta esta relação entre o aumento da geração de eletricidade de fontes renováveis e a redução da frequência e da duração das interrupções na rede elétrica na Alemanha.

²¹ Uma das missões do operador do sistema de transmissão é manter a frequência da rede e para isso ele contrata e usa três tipos de reserva de equilíbrio. No Reino Unido o primeiro tipo de reserva, a frequency response, reage automaticamente entre 10 e 30 segundos, a segunda faixa seria a fast reserves que são ativadas em intervalos de dois minutos e STOR que é ativada em intervalos de dez minutos (Joos & Staffell, 2018). Na Alemanha os três tipos seguem a seguinte nomenclatura: primary (FCR, Frequency Containment Reserve), secondary (aFRR, automatic Frequency Restoration Reserve) and tertiary (mFRR, manual Frequency Restoration Reserve) control reserve. (Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2018a).

Há claramente um movimento inverso entre a qualidade do serviço de eletricidade em baixa e média tensão e o aumento de renováveis em geral, com destaque para o crescimento de energia solar. Estes dados são agregados para o país e para o ano. Observa-se que a frequência de interrupções na baixa tensão (FEC) é expressivamente maior do que as interrupções na média tensão. Cumpre esclarecer que o número de unidades consumidoras na primeira é bastante mais significativo do que na segunda. Estas interrupções apresentam uma redução entre 2006 e 2017, sendo mais significativa nos últimos cinco anos da série temporal. Já a duração das interrupções (DEC) na média tensão é maior do que a duração das interrupções ao longo do horizonte de pesquisa, mas também tem apresentado redução. Os dados de geração de eletricidade renovável são agregados, não há diferenciação por escala centralizada ou distribuída.

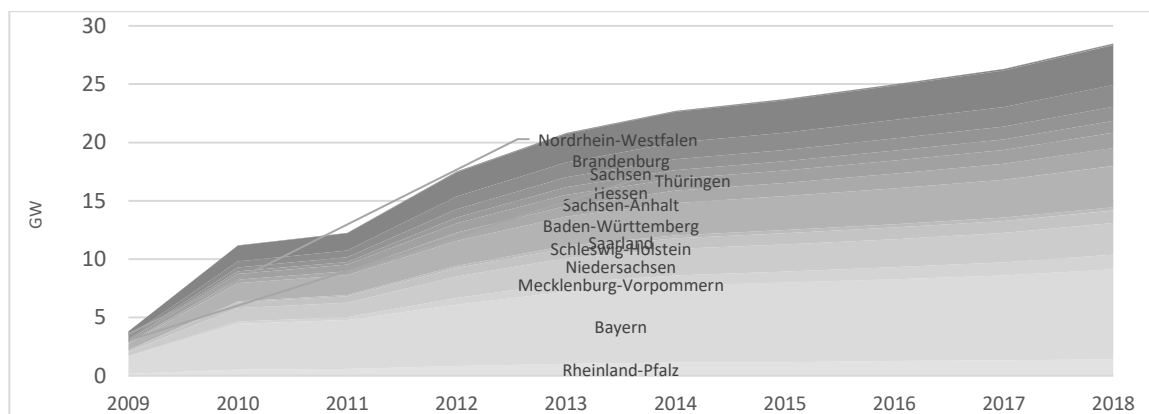


Fonte dos dados: ((Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2018a; IRENA, 2019c)
 Figura 4.2 – Parâmetros de qualidade (DEC e FEC) por tensão e geração de energia renovável por ano, Alemanha

Relacionar a qualidade do serviço de eletricidade com a quantidade de capacidade instalada de geração fotovoltaica não significa que se está a investigar se o aumento da capacidade instalada poderia levar a uma melhoria da qualidade do serviço nesta fase de integração de renováveis. Busca-se tão somente avaliar se haveria algum efeito negativo do aumento da capacidade instalada que pudesse ser percebido por uma redução na qualidade do serviço de eletricidade. A hipótese de pesquisa é que não há e que este tem sido um mito na implementação de energia solar.

Se for considerada apenas a geração distribuída de energia solar e aumentando a granularidade territorial, como seria o comportamento da qualidade do serviço de eletricidade em relação ao aumento da geração distribuída fotovoltaica? Foi feita uma análise dos dados por estado alemão, das unidades cadastradas no EEG (*Erneuerbare Energien Gesetz*). A figura 4.3 mostra a evolução destas instalações em termos de sua capacidade instalada. Observa-se um crescimento na capacidade instalada acumulada em todos os estados, de forma não linear. O estado de Bayern

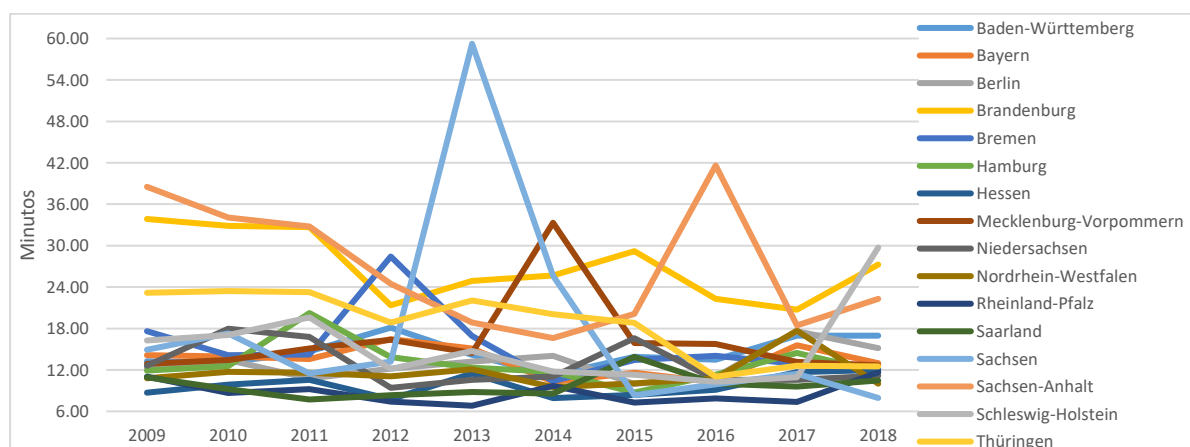
possui uma capacidade instalada muito maior do que qualquer outro dos quinze estados. O crescimento da geração distribuída em Nordrhein-Westfalen foi mais expressivo do que o crescimento em Brandenburg por exemplo. Globalmente, a capacidade instalada PV distribuída desta amostra cresceu de 3.8GW em 2009 para 28.5GW em 2018, ou seja, um crescimento de 6,5 vezes.



Fonte dos dados: (Bundesnetzagentur, 2020)

Figura 4.3 – Capacidade instalada acumulada de geração distribuída fotovoltaica por estado, na Alemanha

No que diz respeito à duração das interrupções não programadas, medida em minutos, observa-se igualmente grandes diferenças entre os estados como se mostra na figura 4.4, Sachsen, Sachsen-Anhalt e Mecklenburg-Vorpommern tiveram picos de perda de qualidade em 2013, 2014 e 2016 respectivamente. O estado de Thüringen por outro lado apresenta um decréscimo ao longo do horizonte analisado e Brandenburg apresenta um decréscimo e uma elevação posterior nos minutos das interrupções não programadas, enquanto Saarland não apresenta grande variação. Há diversos fatores que determinam tal dinâmica; para o escopo desta pesquisa o único fator que importa destacar é se esta variação da qualidade do serviço, medido em minutos, está de alguma forma relacionada com o aumento de geração distribuída de eletricidade.



Fonte dos dados: (Bundesnetzagentur, 2019)

Figura 4.4 – Evolução por ano da duração das interrupções não programadas de eletricidade (DEC) por estado, na Alemanha

Uma primeira abordagem para buscar relacionar a qualidade do serviço de eletricidade e a capacidade instalada distribuída fotovoltaica, por estado, foi fazer uma nuvem de dispersão relacionando o logaritmo da duração das interrupções com o logaritmo das capacidades instaladas por estado; os logaritmos foram usados para diminuir a amplitude das grandezas consideradas, como apresentados na figura 4.5. Neste gráfico não é possível identificar uma clara correlação entre os dois parâmetros em análise.

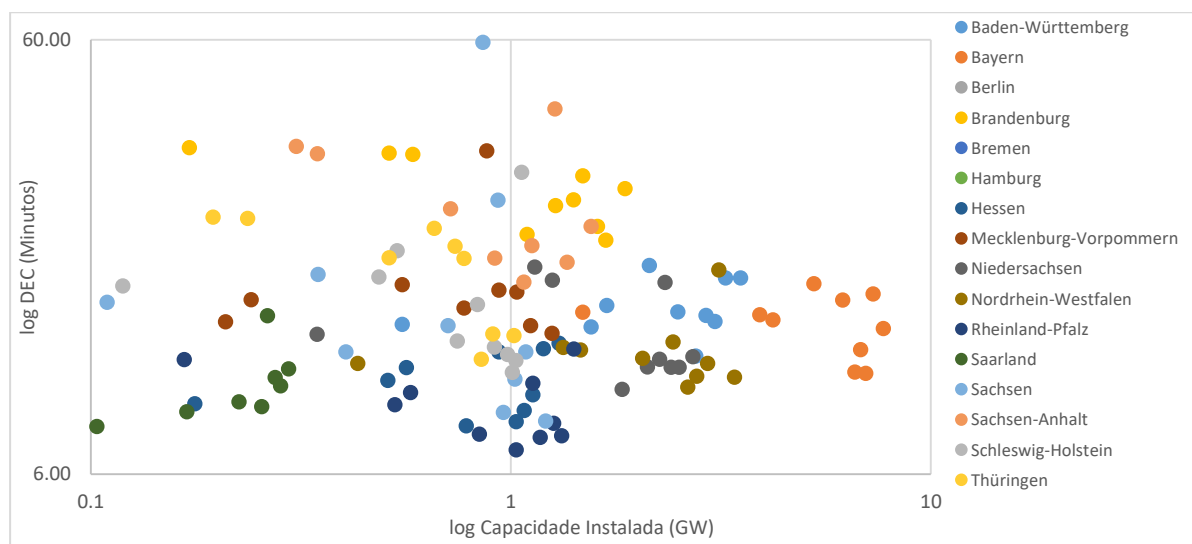


Figura 4.5 – Nuvem de dispersão da Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e da Capacidade instalada distribuída por estado e por ano (logs), Alemanha

Optou-se então por testar os dados em painel para buscar um nexso de causalidade entre a variação da qualidade (variável dependente) e a variação da quantidade de geração distribuída (variável independente). Foi estabelecido um modelo linear simples (1) obtido a partir do método dos mínimos quadrados ordinários, onde não são avaliados efeitos internos de cada estado (o que seria feito usando modelos de efeitos fixos ou aleatórios) mas tão somente o quanto a variação da geração distribuída afeta ou não a variação da duração em minutos das interrupções como mostra a Eq. 2

$$DEC_{et} = \beta_0 + \beta_1 GED_{et} + e \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde **DEC** é a duração em minutos das interrupções em cada estado e (**e**) em cada ano (**t**), **GED** é a capacidade instalada acumulada desde o início do período em análise, 2009, até o ano em cada estado (**e**) em cada ano (**t**), β_0 e β_1 são coeficientes do modelo linear.

Os resultados, apresentados na figura 4.6, indicam que a capacidade da variação de GED explicar a variação de DEC é muito baixa pois o R^2 (Coeficiente de detrrminação) é muito baixo. Em outras palavras, apenas cerca de 0,7% da variação de DEC pode ser explicada pela variação de GED. Pode-se afirmar que não parece existir nexso causal entre as variáveis.

Coefficients:				
	Estimate	Std. Error	t-value	Pr(> t)
β_0	1.5724e+01	7.5859e-01	20.7285	<2e-16 ***
β_1	-4.0805e-07	3.9551e-07	-1.0317	0.3038
--- Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1				
Total Sum of Squares:	8926.9			
Residual Sum of Squares:	8867.1			
R-Squared:	0.0066917			
Adj. R-Squared:	0.00040492			
F-statistic:	1.06441 on 1 and 158 DF, p-value: 0.30379			

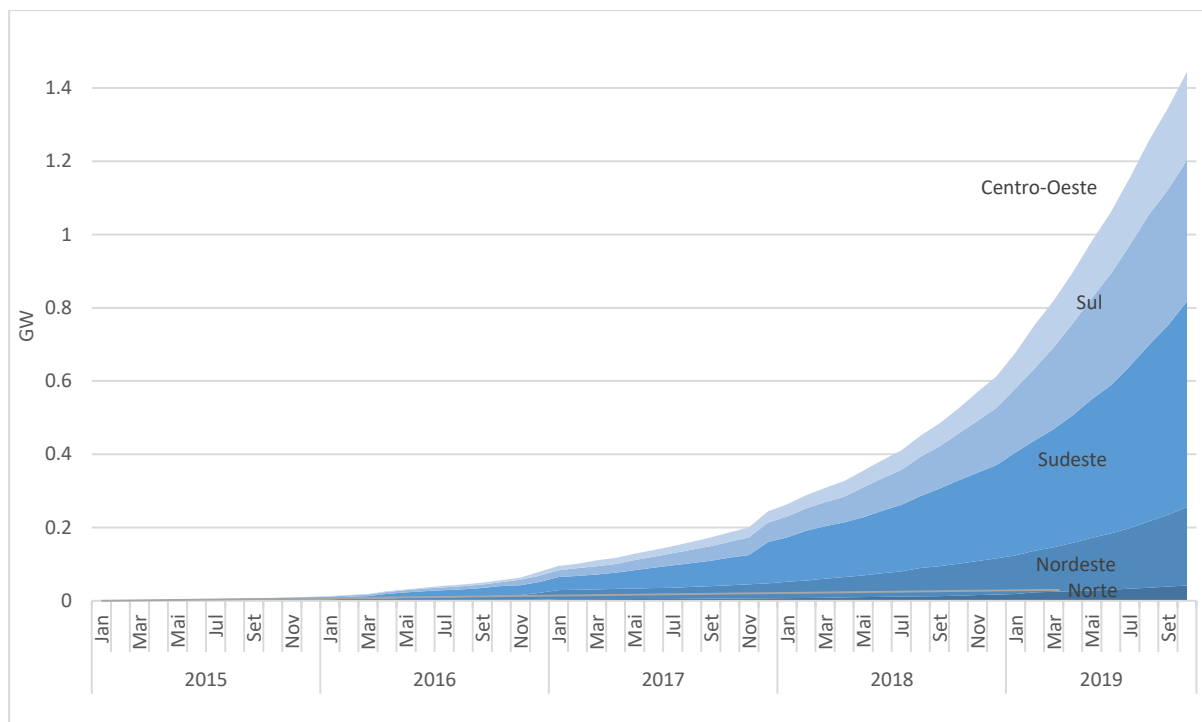
Figura 4.6 – Resultado da regressão linear por estado e ano, Alemanha

Para testar a significância estatística em um modelo de regressão linear, considera-se como hipótese nula que a variável independente não explique o comportamento da variável dependente, ou seja, que o coeficiente de regressão (β_1) seja zero e, portanto, sem efeito. Se o valor p associado à aceitação do coeficiente de regressão é baixo (<0.05) é possível rejeitar a hipótese nula, indicando que o coeficiente é diferente de zero e que a variável independente explica a variável dependente. Os valores observados na figura 4.6 indicam que, sendo o valor p do coeficiente da variável independente muito elevado (0.3), é possível aceitar a hipótese nula, e, portanto, considerar a variável independente não explicativa.

Os resultados encontrados com o gráfico de correlação e o modelo linear indicam que não é possível encontrar um nexo de causalidade entre o aumento da geração distribuída e um eventual decréscimo na qualidade do serviço de eletricidade conforme os métodos aqui usados.

4.2.2 Confiabilidade do sistema elétrico com o aumento da energia solar: caso do Brasil

No Brasil foi feita análise da relação entre a qualidade do serviço e a geração distribuída e foram usados dados ao nível dos municípios e por mês, observando-se os 4.3180 municípios que tiveram instalações de geração distribuída entre 2015 e 2019, como apresentado no capítulo 3, secção 3.2. Decidiu-se fazer uma amostra dos 1.000 municípios com maior capacidade instalada acumulada ao longo dos 58 meses estudados, pois estes representavam 84,5% do total de capacidade instalada. A figura 4.7 apresenta a evolução da capacidade instalada nos 1.000 municípios com maior instalação. Para fins de visualização, os municípios foram separados por região geográfica. O crescimento da capacidade instalada de geração distribuída acontece principalmente entre o final de 2018 e 2019. Há municípios com geração distribuída em todas as regiões, mas o principal crescimento na capacidade instalada é observado na região Sudeste, seguida pela região Sul, as regiões com as maiores rendas per capita do país. O Nordeste apresenta pequeno crescimento, apesar do grande potencial físico e de ter a segunda maior concentração de unidades consumidoras, 26,5% em 2018 (EPE, 2019a), atrás apenas do Sudeste



(Fonte dos dados: (ANEEL, 2019e))

Figura 4.7 - Crescimento da capacidade instalada distribuída nos 1.000 municípios da amostra usada no período 2015 a 2019, por região geográfica, Brasil

A figura 4.8 mostra a relação entre a duração das interrupções (DEC) e a capacidade instalada de geração distribuída. Esta nuvem de dispersão não permite inferir uma correlação clara entre quantidade de geração distribuída e a duração das interrupções, apresentado um coeficiente de correlação muito baixo ($R^2=0,0022$).

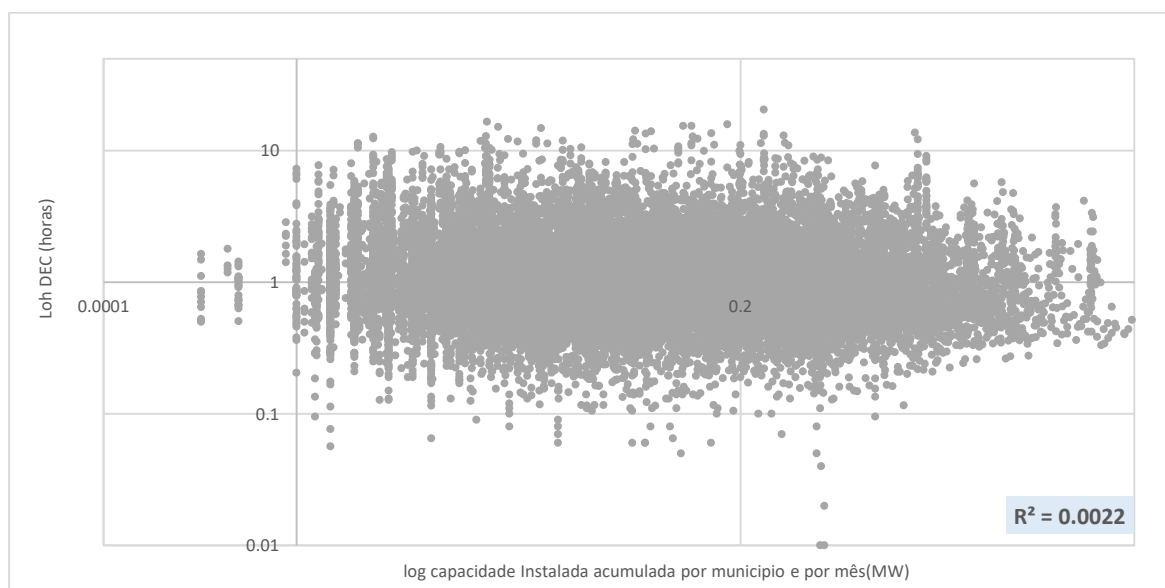


Figura 4.8 - Nuvem de dispersão da qualidade do serviço de eletricidade medido em log da duração das interrupções e log da capacidade instalada distribuída para a amostra analisada, Brasil

A análise também pode ser feita usando o parâmetro de qualidade de serviço de eletricidade, a frequência de interrupções não programadas, FEC. Na figura 4.9 observa-se a nuvem de dispersão entre o logaritmo do número de interrupções e do logaritmo da capacidade instalada, concluindo-se por uma muito baixa correlação.

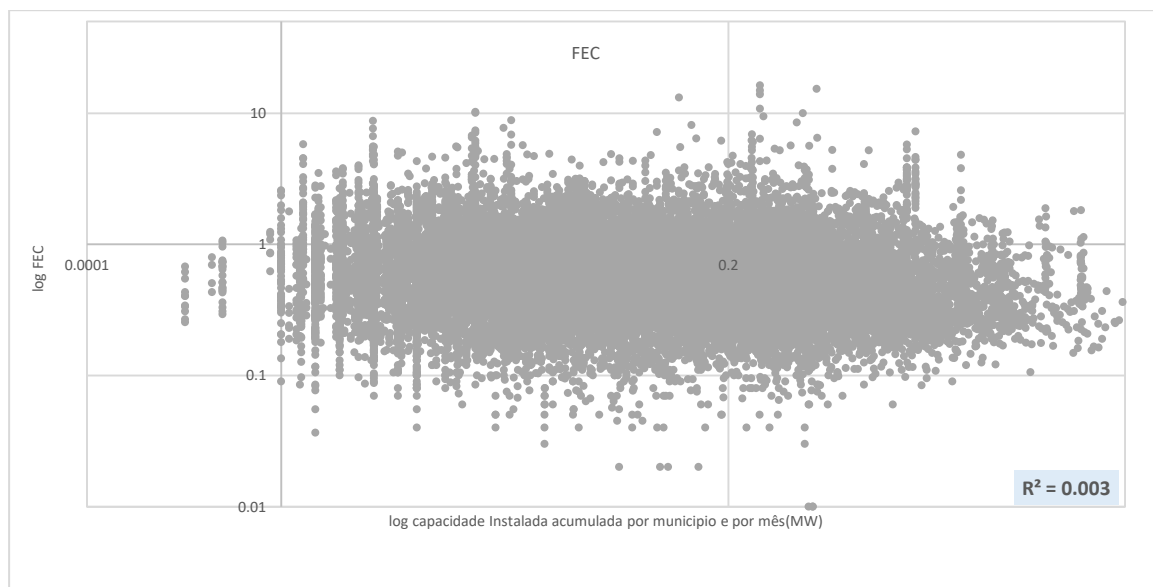


Figura 4.9 - Nuvem de dispersão da qualidade do serviço de eletricidade medido em log da frequência das interrupções e log da capacidade instalada, Brasil

Foi usado um modelo de regressão linear simples onde busca-se testar a existência de algum nexo causal entre a variabilidade na geração distribuída e a qualidade do serviço de eletricidade. Os dados foram organizados em painel e o modelo de regressão linear simples de mínimos quadrados ordinários buscou perceber uma eventual relação entre a variabilidade da qualidade dada uma variação na geração em cada um dos municípios ao longo do tempo, conforme a Eq 3.

$$DEC_{mt} = \beta_0 + \beta_1 GED_{mt} + e \quad (\text{Eq. 3})$$

Onde **DEC** é a duração em minutos das interrupções em cada município **m** em cada ano **t**, **GED** é a quantidade de capacidade instalada acumulada até o ano em cada município **m** em cada ano **t**.

Os resultados estão apresentados na figura 4.10 e mostram que este modelo é muito pouco explicativo pois o R^2 é muito baixo, indicando que apenas 0,2% da variabilidade da duração das interrupções não programadas pode ser explicada pela variabilidade na instalação de capacidade de geração solar fotovoltaica distribuída.

A significância estatística é muito baixa, $-7.8005e-05$, indicando que apesar de ser estatisticamente significativo, o impacto da geração distribuída na duração das interrupções é muito pouco expressivo. Com este resultado não é possível identificar nexo de causalidade entre a variabilidade da qualidade em relação a quantidade de geração distribuída.

```

Pooling Model

Call
plm(formula = Y2 ~ X3, data = pdata2, model = "pooling")

Balanced Panel: n = 1000, T = 58, N = 58000

Residuals:
    Min.   1st Qu.   Median   3rd Qu.    Max.
-1.58983 -0.85491 -0.45983  0.25069  30.06017

Coefficients:
              Estimate Std. Error t-value Pr(>|t|)
B0             1.5898e+00  6.8846e-03  230.927 < 2.2e-16 ***
β1             -7.8005e-05  7.0042e-06  -11.137 < 2.2e-16 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Total Sum of Squares: 144390
Residual Sum of Squares: 144080
R-Squared: 0.0021339
Adj. R-Squared: 0.0021167
F-statistic: 124.029 on 1 and 57998 DF, p-value: < 2.22e-16

```

Figura 4.10 – Resultados do modelo de regressão entre a duração das interrupções e capacidade instalada de geração distribuída para a amostra usada, Brasil

4.3. Potencial custo-eficaz das tecnologias de aproveitamento da energia solar para o sistema energético brasileiro

Este capítulo apresenta e discute também resultados referentes ao potencial custo-eficaz da energia solar no sistema energético brasileiro até 2050 usando um modelo de otimização, tendo por objetivo responder à questão de investigação “Qual o potencial custo-eficaz das tecnologias de aproveitamento da energia solar para o sistema energético brasileiro e como esse potencial se alinha com os objetivos do Acordo de Paris?”

Os resultados que serão apresentados nesta seção foram gerados usando o modelo TIMES_BR_light, conforme explicado na seção 3.2 da metodologia. Este modelo foi construído usando uma ferramenta de otimização para criação de cenários de longo prazo em sistemas energéticos. Os principais pressupostos são um crescimento da demanda de energia de mais de 100% até 2050, sendo esta demanda exógena ao modelo; no cenário de referência não é imposta qualquer limitação às emissões de gases de efeito estufa e também não há obrigatoriedade de uso de fontes, apenas da eletricidade já contratada nos leilões.

Embora tenha sido gerado um vasto conjunto de resultados abrangendo múltiplas tecnologias energéticas, a análise do presente capítulo se concentra principalmente nas tecnologias de energia solar, avaliando a sua participação quer na geração de eletricidade, quer no consumo final de energia (onde se inclui a energia solar térmica para aquecimento de água). As emissões de gases com efeito de estufa do setor elétrico serão analisadas, com o objetivo de avaliar a sua contribuição para os objetivos do Brasil no âmbito do Acordo de Paris.

4.3.1 Produção de eletricidade

Os resultados da TIMES_BR_light mostram uma mudança no *mix* de produção de eletricidade de um paradigma hidro-fóssil em 2017, que representava 81% do total da produção e electricidade no Brasil, para um paradigma claramente renovável, onde as renováveis variáveis podem representar 57% da produção total em 2050. Quando comparado ao que ocorre atualmente, as projeções obtidas indicam um potencial expressivo de aumento de energia solar e eólica, de 7% em 2017 para 57% em 2050. A energia hídrica, biomassa e gás natural completam a oferta em 2050, representando os demais 43% da oferta, sendo o papel da nuclear residual com menos de 1% da geração. A tabela 4.2 mostra a evolução da produção de energia elétrica por tipo de recurso energético no período 2017 a 2050. Regista-se um aumento de 171% na eletricidade gerada, principalmente a partir da contribuição de fontes renováveis, como uma estratégia econômica para atender à demanda futura de energia do Brasil.

O modelo visa atender o crescimento projetado da demanda de energia que em 2050 deverá ser mais do que o dobro da demanda em 2013. Os principais pressupostos que justificam as projeções de aumento da demanda dizem respeito ao crescimento estimado da população de cerca de 50% aliada a um crescimento econômico, a um aumento da renda per capita e uma redução da desigualdade social o que amplia o consumo interno de bens e serviços.

A energia solar aparece como a energia mais rentável, com um crescimento de quase 573 vezes, em grande parte justificado pela redução dos custos de investimento e pelo alto potencial do país. Foi considerado um potencial de solar de 553 GW de capacidade instalada conforme mencionado no capítulo 3 (seção 3.3.3), sendo este potencial principalmente de geração centralizada, com 307 GW em geração fotovoltaica e 203GW em geração heliotérmica ou CSP. A geração distribuída responderia por menos de 10% do potencial solar total, sendo de 43,5GW. A geração fotovoltaica centralizada é a forma de utilização da energia solar que evolui mais rapidamente no modelo dada a redução projetada nos seus custos de investimento, como apresentados na tabela 3.5, bem como a sua disponibilidade considerada integralmente no início do horizonte de planejamento energético. Para a geração distribuída o potencial considerado é disponibilizado de forma faseada ao modelo considerando que o processo envolve decisões de um grupo grande de agentes. A energia heliotérmica, apesar de já estar disponível no início da série de modelação só passa a ser uma opção de geração após 2040, quando o modelo precisa de um volume maior de eletricidade para fazer frente à demanda e há limitação na expansão de outras fontes pois os seus custos de investimento são mais elevados.

A geração solar fotovoltaica distribuída cresce até 2050, estando, contudo, fortemente limitada pelos potenciais considerados nos pressupostos do modelo. Em 2019, a trajetória de crescimento da energia solar fotovoltaica distribuída medida em termos das ligações de unidades consumidoras reconhecidas pela ANEEL foi exponencial, discutida na seção 3.1.1 (figura 3.6). Este crescimento levou a uma capacidade instalada de 1,44GW em 30/10/2019, nos pressupostos do modelo a soma

da capacidade instalada considerada para o final de 2020 era 1,4GW. O que indica que os potenciais de geração distribuída podem ter sido conservadores.

O modelo projeta um crescimento da geração eólica de 540% entre 2017 e 2050, considerando a competitividade dos custos de investimento bem como o largo potencial da fonte eólica. O potencial considerado no modelo, 173 GW, considera as projeções da EPE para torres de 50 metros e velocidades dos ventos superiores a sete metros por segundo (143 GW) associadas a uma suposição na melhoria do design das pás ou turbinas para permitir aproveitamento dos ventos com velocidade de 6,5 metros por segundo e ou torres mais altas, tendência já presente em outros países. O aumento da instalação de capacidade de geração eólica ocorre principalmente até 2030, quando já é atingido o potencial máximo de 143 GW. Entre 2030 e 2040 e entre 2040 e 2050 considera-se incrementos do potencial e estes incrementos são completamente usados no modelo. O aumento da capacidade instalada de energia eólica entre 2005 e 2016 de 369 vezes (EPE, 2011a, 2018b) foi acomodado no modelo, representando 10,1 GW em 2016: este tipo de crescimento da eólica, uma fonte com características similares à solar, pode indicar que um crescimento similar (573 vezes) na implantação solar poderá ser plausível.

A geração de eletricidade da fonte hídrica apresenta crescimento ao longo do horizonte de análise, sendo, contudo, a expansão de sua capacidade instalada limitada por restrições socioambientais. O potencial máximo de instalação coerente com estas limitações é já atingido nos primeiros anos do horizonte de planejamento. O potencial de expansão de geração hídrica considerado no modelo, foi explicado na seção 3.2 e demonstrado no Anexo I, que apresenta todas as usinas que ainda podem vir a ser construídas.

A geração de eletricidade baseada na biomassa cresce significativamente (167%) entre 2017 e 2050. As principais fontes de geração por biomassa não são dedicadas, mas sim residuais, marcadamente o bagaço da cana-de-açúcar, um subproduto da produção de açúcar e álcool e o licor negro ou lixivia um subproduto florestal proveniente da produção de pasta e papel. Este último tipo de biomassa deverá representar 40% do total da geração de eletricidade por biomassa em 2040. Os resultados da biomassa refletem o esperado crescimento na disponibilidade dos recursos usados na geração de eletricidade, seguindo o crescimento projetado nos setores de cana-de-açúcar e de produção de papel. Convém esclarecer que 76% do potencial máximo da fonte assumido pelo modelo é atingido; o potencial das duas principais fontes foi apresentado na tabela 3.6 (seção 3.3.3).

A produção de eletricidade baseada em gás natural é o único grupo de tecnologias não-renováveis que apresenta crescimento no cenário de referência. A geração de eletricidade baseada em gás natural passa de 66TWh 2017 para 89TWh em 2050, representando um aumento de 35%. Esta elevação pode estar ligada à ocorrência dos seguintes fatores: necessidade de fonte despachável para atendimento da demanda horária de eletricidade, medida na disponibilidade da fonte, custos competitivos com as tecnologias renováveis e disponibilidade interna e externa de recursos naturais assumida no modelo.

A fonte “óleo” (óleo diesel e óleo combustível) que está presente em 2017, não aparece em 2050 pois não são considerados novos leilões de geração baseados nesta fonte para o futuro, o último

leilão para contratação de geração de eletricidade baseada nesta fonte ocorreu em 2008. O modelo acomoda as usinas existentes, mas não considera novas plantas de geração baseadas em óleo.

A energia nuclear também diminui em importância relativa no horizonte do modelo; até 2050, projeta-se a entrada em operação da terceira usina termonuclear brasileira, Angra III, havendo um aumento na capacidade instalada no modelo já em 2020 de 2GW para 3GW. A eletricidade gerada, no cenário de referência, considera como solução ótima um aumento da geração de eletricidade de fonte nuclear nos primeiros anos da série seguida de uma redução desta geração. Esta redução provavelmente está baseada nos custos variáveis de operação considerados no modelo serem mais elevados do que o de outras fontes como a biomassa.

O Brasil tem interligações aos sistemas elétricos do Paraguai, Uruguai, Argentina e Venezuela. A principal fonte de importações de eletricidade é o Paraguai e estas importações são provenientes da hidrelétrica de Itaipu, usina que pertence metade ao Brasil e metade ao Paraguai - como este país não consome toda a eletricidade gerada por sua parte, vende ao Brasil o excedente. O Paraguai apresenta, segundo EPE (2020b) uma taxa de crescimento da demanda pela eletricidade de cerca de 5% ao ano; espera-se, então, que haja uma redução no excedente de eletricidade que é vendido ao Brasil. O contrato com a Venezuela para abastecer o sistema isolado de Boa Vista, Roraima, está fora de operação por falta de fornecimento do país vizinho desde março de 2019 (EPE, 2020b). Assim, as importações de eletricidade foram mantidas constantes até 2020 e depois foram reduzidas como pressuposto do modelo, tal como ilustrado na tabela 3.10 (seção 3.3.3). Além disso, as importações perdem importância relativa com o aumento da demanda total de eletricidade.

Tabela 4.2 – Geração de energia elétrica no cenário de referência por fonte ao longo do horizonte de modelagem, Brasil

Fonte de energia	Unidade	2017	2020	2030	2040	2050	Δ2050/2017 (%)
		(EPE, 2018b)	Resultados do TIMES_BR_light				
Não renovável	TWh	123	85	60	85	99	-20%
Carvão		16	7	2	2	0	-100%
Gás Natural		66	35	39	70	89	35%
Petróleo		25	18	0	0	0	-100%
Nuclear		16	25	19	13	10	-38%
Renovável		465	652	932	1222	1508	224%
Hídrica		371	506	500	479	460	24%
Biomassa		51	36	72	90	136	167%
Solar		1	3	91	384	643	>1000%
Eólica		42	107	269	269	269	540%
Electricidade total gerada		588	737	992	1307	1607	173%

Ao contrário do que se avaliou na revisão de literatura (cf. seção 2.2) sobre o papel marginal da energia solar na matriz elétrica futura no Brasil, apurado por múltiplos autores, este exercício de modelação suportado pelo TIMES_BR_light revela que a energia solar tem um elevado potencial no futuro do sistema de energia no Brasil. A figura 4.11 mostra a comparação dos resultados de TIMES_BR_light com um conjunto de outros exercícios de modelagem de energia usando diferentes ferramentas e suposições para o caso do Brasil: modelos TIAM BASE, TIAM 50% CAP e POLES BASE (Lucena *et al.*, 2016); Modelo MESSAGE 2DS (Soria *et al.*, 2016); e IEA2DS e IEA 6DS (IEA, 2016). Os números da eletricidade total gerada pelos exercícios TIMES_BR_light e por outros

modelos é bastante similar, variando entre 2.765 PJ e 3.600 PJ em 2030 e 3.862 PJ e 5.868 PJ em 2050; os valores do TIMES_BR_light são 3.571 PJ e 5.785 PJ para 2030 e 2050 respectivamente, o que valida o desempenho do modelo utilizado neste exercício. No entanto, a penetração da energia solar apresenta diferenças significativas.

Em 2030, o TIMES_BR_light tem como resultado uma geração de eletricidade com base na energia solar de 328 PJ, os modelos analisados têm resultados entre 0 e 648 PJ no caso do TIAM 50% CAP. Em 2050, as diferenças são ainda mais significativas, apurando o modelo TIMES_BR_light valores de 2.315 PJ, enquanto os outros variam entre 0 e 1.044 PJ. Essas diferenças são explicadas por várias razões, sendo a mais determinante o potencial hidrelétrico implícito que é mais alto em quase todos os exercícios do que em TIMES_BR_light. No caso do TIAM BASE, a ausência total de solar explica-se por este modelo depender fortemente dos combustíveis fósseis.

Há um largo espectro de implantação do potencial hidrelétrico até 2050 nos diferentes modelos, variando de 1.332 a 2.880 PJ, o que significa que a restrição socioambiental presente na expansão da energia hídrica da Amazônia é mais considerada em alguns modelos do que em outros. Os modelos que projetam uma expansão hídrica elevada não levam em consideração as restrições socioambientais da região amazônica conforme explicado na seção 3.1.1. Também os combustíveis fósseis e a implantação de energia nuclear a longo prazo apresentam uma gama muito ampla que traduz a elevada incerteza dessas fontes. Os resultados do modelo TIMES_BR_light se enquadram na faixa de variação dos resultados dos outros modelos, com as usinas a carvão e óleo em declínio ao longo do horizonte temporal, sendo que a geração de eletricidade a óleo em 2050 não fará parte do mix de eletricidade no Brasil. Os resultados referentes à energia eólica do modelo TIMES_BR_light mostram a maior participação dessa fonte em comparação com outros estudos.

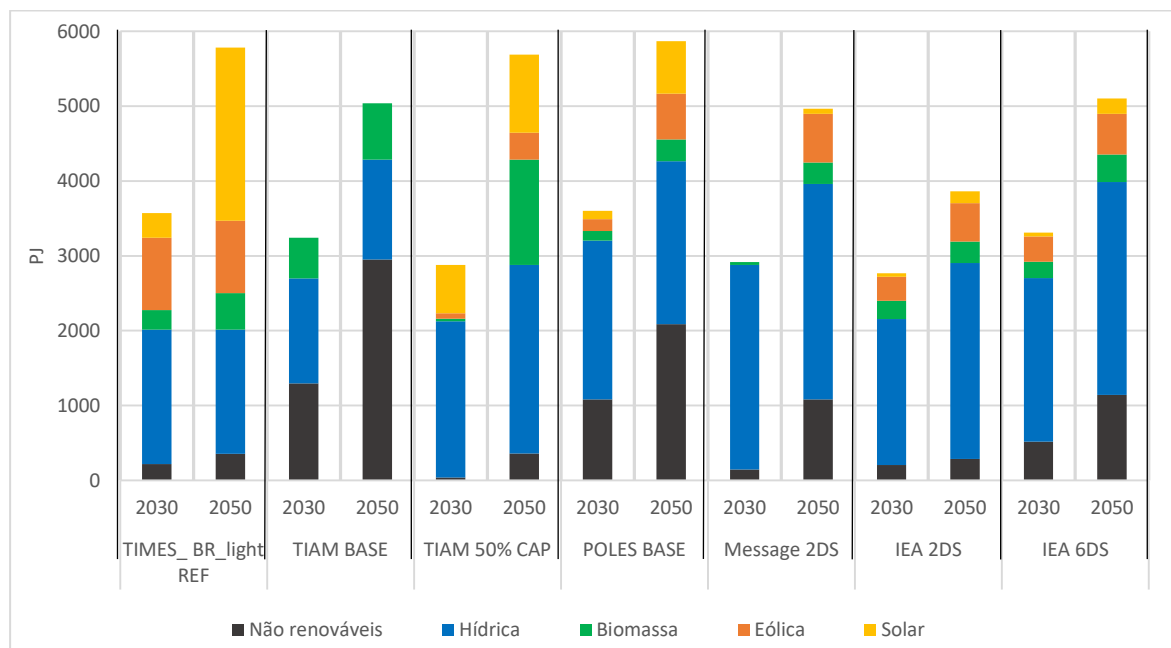


Figura 4.11 - Comparação das estimativas para 2030 e 2050 da produção de eletricidade por fonte de energia, gerados pelo modelo TIMES_BR_light e modelos similares, Brasil

Os custos de investimento das tecnologias considerados nos diferentes modelos podem ser um segundo fator explicativo da maior participação da energia solar no TIMES_BR_light em relação a modelos similares de otimização (com exceção do POLES que é de simulação). A tabela 4.3 mostra as diferenças entre estes custos de investimento²², o TIMES_BR_light tem custos menores para todas as renováveis e esta diferença varia entre 1% no caso do solar térmico e 46% no caso do solar distribuído. Com relação às fontes não renováveis, os pressupostos do TIMES_BR_light apresentam custos maiores como para o gás natural. Apesar destas diferenças de custo explicarem parte da diferença, considera-se que as diferenças nos potenciais são o principal fator explicativo dos resultados diferentes entre o TIMES_BR_light e os outros modelos.

Tabela 4.3 – Comparação dos custos de investimento no TIMES_BR_light e em modelos similares, Brasil

Fonte	Unidade	TIMES_BR_light	Message 2DS (Soria et al., 2016)		IEA (IEA, 2016)	
		2050**	2050	Diferença para TIMES	2040	Diferença para TIMES
Solar PV centralizada	US\$/kW	837	1300	-36%	960	-13%
Solar PV distribuída		1081	2000	-46%	1240	-13%
Solar térmica CSP		3478	3515	-1%	3550	-2%
Eólica		958	1547	-38%	1280	-25%
Hídrica		1910	2091	-9%	2150	-11%
Biomassa*		1022	1009	1%	2150	-52%
Carvão IGCC		2224	2400	-7%	1900	17%
Óleo		-	1000	-	-	-
Gás Natural CCGT		1028	1000	3%	700	47%

* Para IEA foi considerada a "Biomass power plant"; ** valores convertidos para dólar com cotação de 31/12/2015, 1€ = US\$ 1.0887

Os resultados obtidos permitem responder à primeira questão de investigação que norteia a presente tese relativa ao efetivo papel potencial da energia solar no sistema energético brasileiro. O nosso exercício mostra um potencial custo-eficaz muito importante para esta forma de energia integrar o sistema energético brasileiro já a partir de 2030, atendendo 9% do consumo de eletricidade e 40% em 2050.

Observa-se um aumento de 173% no consumo final de energia elétrica, e um aumento do consumo total de energia final em 151%. Estes dois andamentos apontam para um aumento da eletrificação do sistema. Por outro lado, o crescimento da eletricidade solar em mais de 1.000%, comparando com a taxa de aumento da produção de eletricidade em 173% explica, em grande parte, o crescimento de eletricidade a partir de 2030. Deve sublinhar-se que essas duas condições, nível de eletrificação e crescimento da tecnologia solar, não foram impostas ao modelo, tendo resultado como solução de maior custo-eficácia na configuração otimizada futura do sistema energético brasileiro.

Os resultados do cenário de referência em 2050 indicam que as perdas de rede de transmissão e distribuição representam 7,66% do total de eletricidade gerada no sistema e ocorrem especialmente entre a alta e a média tensão. Para 2030 estas perdas, conforme os resultados encontrados no modelo correspondem a cerca de 7,8% da eletricidade total gerada.

²² Para os modelos POLES e TIAM não foi possível identificar os custos de investimento, o artigo faz referência a outros nos quais não foi possível identificar a informação, também há uma referência ao site do projeto LAMP-CLIMACAP no artigo mas o site requer cadastro prévio que foi solicitado mas não foi concedido.

4.3.2 Impacto da implantação solar no consumo final de energia

No que diz respeito ao sistema energético brasileiro como um todo, considerando as premissas sobre custos de investimento da tecnologia solar e implantação de usinas hidrelétricas e de carvão como os referidos na tabela 3.5 (secção 3.3.3), a produção de energia solar aumentará mais de 1.000%, de 3 PJ em 2017 para 713 PJ em 2050, enquanto a produção total de electricidade será de 173%. Esta evolução é a resposta a uma evolução do consumo da energia final no Brasil de 10.188 PJ em 2017 para 13.565 PJ e 25.581 PJ em 2030 e 2050, um aumento total de 151%. Parte desse aumento será satisfeita pela biomassa que aumenta 109% naquele período, parte pelo consumo de electricidade e parte pelos combustíveis fósseis. A biomassa representará um quarto do consumo final de energia e a electricidade atenderá 23% do consumo final de energia em 2050, conforme os resultados encontrados neste trabalho.

Na Figura 4.12 observa-se um crescimento da participação da electricidade, em quase todos os setores, exceto os transportes e também um crescimento do uso de biomassa na indústria, acompanhada de uma leve redução nos transportes, provavelmente pela própria limitação na disponibilidade total de biomassa. Observa-se um crescimento do consumo de electricidade nos setores comercial, público e industrial, em linha com uma evolução crescente da eletrificação do consumo final de energia.

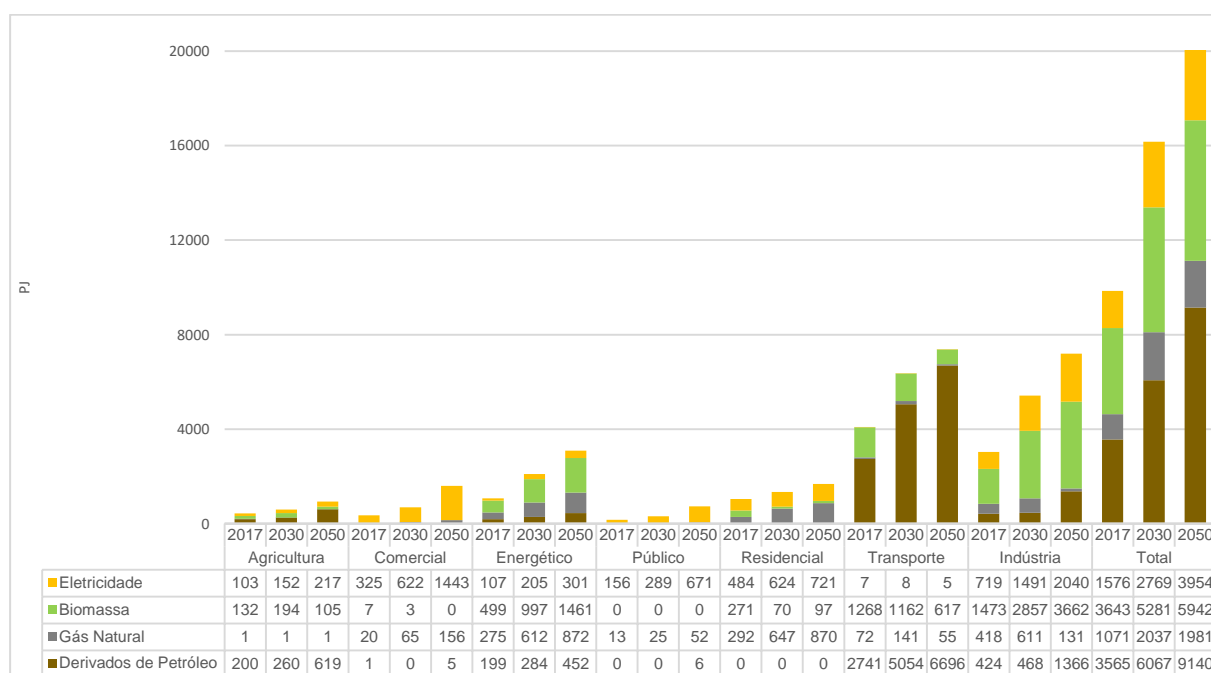


Figura 4.12 – Consumo de energia final por fonte e por setores, Brasil

No setor residencial, observa-se uma redução na participação relativa na electricidade consumida, que pode ser explicada pelo facto de o serviço de aquecimento de água por electricidade deixar de existir, passando a ser oferecido diretamente pelo solar térmico. Por outro lado, a electricidade passa a oferecer outro serviço de energia que é a cocção cuja oferta de biomassa foi parcialmente substituída pela electricidade.

Os resultados da geração de eletricidade ilustrados nos dois diagramas de Sankey da figura 4.13, para 2017 e para 2050, indicam um crescimento expressivo da participação das fontes renováveis variáveis de 7% para 57% com uma redução da importância relativa da hídrica.

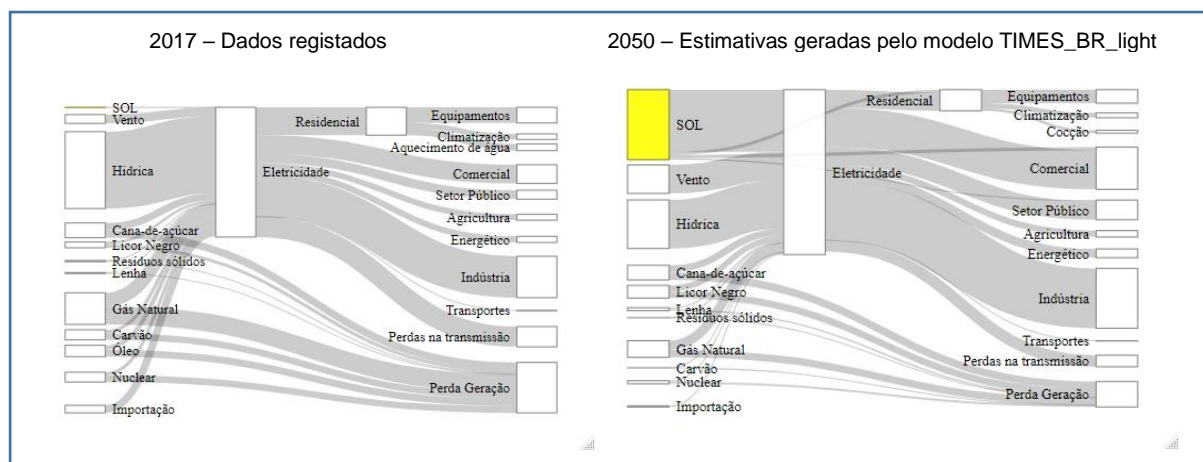


Figura 4.13 – Evolução da estrutura do setor elétrico no Brasil, em 2017 e 2050, em termos da produção de eletricidade por fonte e setores consumidores – Diagramas de Sankey

4.3.3 Impacto da implantação solar nas emissões de gases com efeito de estufa

Para discutir o impacto da contribuição da energia solar no sistema elétrico brasileiro nas emissões de gases de efeito estufa serão usados os seguintes quatro indicadores: proporção entre geração renovável e não renovável, emissões absolutas, intensidade carbônica da geração de eletricidade e relação entre as emissões geradas pelo modelo TIMES_BR_light e as estimativas de emissões oficiais da EPE (2016d), nas quais se basearam as contribuições nacionalmente determinadas do Brasil no âmbito do Acordo de Paris.

O mix de produção de eletricidade em termos de fontes de energia renováveis, consideradas neutras em carbono, e fontes de energia não renováveis, consideradas emissoras de gases de efeito estufa mostra um aumento das primeiras, e uma redução das segundas. Os resultados mostram que a implantação de fontes de energia renováveis na geração de eletricidade aumentará de 465 TWh em 2017 para 1.508 TWh em 2050, enquanto para o caso de fontes não renováveis diminuirá de 123 TWh para 99 TWh entre 2017 e 2050, como se ilustra na figura 4.14. As fontes renováveis constituem sempre a maior parte da geração de eletricidade, partindo de 79% do total da geração em 2017 para 94% da geração em 2050; uma redução da geração não renovável até 2030, seguida por um aumento, embora ligeiro, entre 2030 e 2050. As emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico, dependem da geração de eletricidade a partir de fontes não renováveis.

Na figura 4.14 apresenta-se, também, a evolução da intensidade carbônica da eletricidade produzida, calculada dividindo-se o total das emissões pelo total da eletricidade gerada, e medida em unidades de dióxido de carbono equivalente emitidas para cada unidade de eletricidade produzida. As emissões geradas pelo setor elétrico diminuem de 61 MtCO_{2eq} (milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente) em 2017 (EPE, 2019a) para 14 MtCO_{2eq} em 2030 e 32 MtCO_{2eq} em 2050.

A trajetória da intensidade de carbono da geração de eletricidade é diferente das emissões totais do setor elétrico. A intensidade de carbono na geração passa de 101 gCO_{2eq} por kWh em 2017 para 14 gCO_{2eq} por kWh em 2030, e 20 gCO_{2eq} por kWh em 2050, um decréscimo estimado em 80% no período 2017-2050. Quando as emissões aumentam em 2040 e 2050, a eletricidade total produzida também está crescendo, consequentemente a proporção de emissões por unidade de eletricidade produzida reduz-se significativamente até 2030 e mantém quase o mesmo nível em 2050.

Esses resultados dão uma perspectiva alternativa aos apresentados pela EPE (EPE, 2016f, 2018c), onde a hipótese de redução de emissões no setor energético é considerada mas de forma menos expressiva do que no TIMES_BR_light. Usando o modelo da EPE com as respectivas premissas, espera-se uma redução menor na intensidade de carbono da geração de energia de 101 gCO_{2eq} por kWh em 2017 para 73 gCO_{2eq} por kWh em 2030 (EPE, 2016f). As emissões totais do setor elétrico estimadas no TIMES_BR_light indicam que em 2030 seria possível ter emissões de gases de efeito estufa oriunda da geração de eletricidade 80% menores do que as estimativas da EPE.

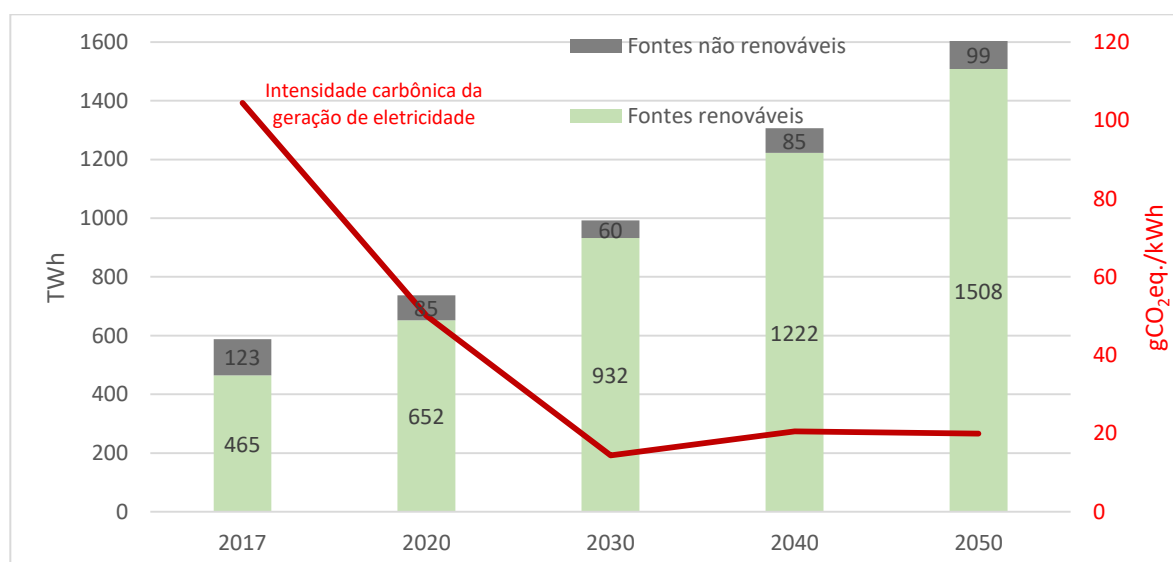


Figura 4.14 - Geração de eletricidade renovável e não renovável e intensidade de carbono da geração de eletricidade

Uma síntese das diferenças entre as estimativas de emissões (EPE, 2016f) que serviram de base à construção das Contribuições Nacionais Determinadas do Brasil para COP 21 e as emissões geradas pelo modelo TIMES_BR_light pode ser observada na tabela 4.4. As maiores diferenças concentram-se na geração de fontes não renováveis que no TIMES_BR_light é 67% menor do que a geração estimada pela EPE e nas fontes renováveis variáveis, eólica e solar, que por outro lado tem uma geração 165% mais elevada no TIMES_BR_light do que o valor considerado em EPE. As opções solar e eólica para geração de eletricidade em 2030 são as mais custo-eficazes disponíveis e selecionadas pelo TIMES_BR_light que as privilegia, em detrimento das opções hidrelétrica, biomassa e outras fontes não renováveis.

Tabela 4.4 – Comparação entre as projeções estimadas para 2030 pelo modelo TIMES_BR_light e pela EPE

Fonte de Energia para geração de electricidade	Unidade	(EPE, 2016f)	TIMES_BR_light
Hídrica	TWh	697	500
Biomassa		134	72
Solar		35	91
Eólica		105	269
Fontes não renováveis		180	60
Geração de electricidade		1151	992
Emissões totais do setor elétrico	Mt CO ₂ eq	73	14

4.3.4 Discussão

Um resultado chave revela que a energia solar pode fornecer cerca de 9% da demanda de eletricidade em 2030 e mais de 40% após 2040. A energia solar apresenta uma melhor relação custo-eficácia quando comparada com outras fontes de energia devido a duas razões principais: seus custos de investimento e a limitação do potencial técnico de outras fontes. Motivos ambientais em áreas ecologicamente sensíveis, como a bacia amazônica, limitam o potencial técnico da energia hidrelétrica, enquanto razões de mercado justificam o interesse muito limitado em novas unidades de carvão.

O uso solar em grande escala no Brasil, mudando o paradigma dominante da energia hidrofóssil, tem potencial para se tornar uma estratégia duplamente ganhadora, fornecendo energia acessível e promovendo a redução dos impactos negativos ambientais. Este capítulo mostra que a energia solar fotovoltaica em larga escala no sistema energético brasileiro nas próximas décadas é custo-eficaz do ponto de vista do sistema energético. Em outras palavras, usando a ferramenta de otimização de longo prazo TIMES com os pressupostos já explicitados anteriormente (Capítulo 3, secção 3.3), a solução ótima para a expansão da geração no sistema elétrico brasileiro considera a energia solar como a principal fonte de adicionalidade por sua custo-eficácia, isto é, menor custo por unidade de electricidade gerada comparativamente a outras alternativas disponíveis.

O modelo TIMES_BR_light considera aspectos relevantes do planejamento energético oficial como a demanda energética estimada até 2050, as opções disponíveis para o novo fornecimento de energia, as tendências de importação / exportação e extração e mineração, para citar algumas. Isso mostra que a energia solar poderia fornecer, a médio e longo prazo, mais de um terço da carga nacional no Brasil, mesmo com o armazenamento apenas na geração de energia solar térmica, além do armazenamento já existente nas hidrelétricas. Mais do que representar um caminho para a implementação, este trabalho pretende contribuir como uma abordagem exploratória no processo de mudança de paradigma para um mundo descarbonizado e uma reflexão sobre que tipo de transição energética está sendo idealizada quando se supõe possível explorar a hidroeletricidade potencial na região amazônica. Deve-se ressaltar que, para este exercício, não foi considerado nenhum limite para as emissões de gases de efeito estufa ao longo do horizonte de modelagem, com o objetivo de avaliar a relação custo-eficácia das tecnologias solares, mesmo na ausência de custo de carbono. Em outros contextos territoriais como a Europa, há mercado de transação de licenças de emissões

de gases de efeito estufa, onde o custo do carbono emitido, embora ainda baixo, representa uma forma de internalizar o custo das externalidades provenientes daquelas emissões.

É importante salientar que dois importantes resultados encontrados neste trabalho, elevação do nível de eletrificação da economia e crescimento da tecnologia solar não foram impostas ao modelo, sendo a solução de maior custo-eficácia na configuração otimizada futura do sistema energético brasileiro. Destaca-se ainda que no âmbito do Acordo de Paris, esta configuração mais custo-eficaz permitiria reduzir as emissões de gases de efeito estufa na geração de eletricidade para um patamar ainda mais ambicioso do que aquele já apresentado pelo Brasil na sua primeira contribuição nacionalmente determinada.

A principal conclusão deste trabalho é que a energia solar não é apenas uma opção plausível, mas também é necessária para o futuro do sistema elétrico no Brasil. Os principais motivos para a implantação da energia solar em larga escala seriam o aumento esperado da demanda de energia associado à redução do custo da tecnologia e à limitação do potencial de outras fontes. A mais-valia deste trabalho está na abordagem à energia solar em modelos energéticos para planejamento energético de longo prazo por incluir a granularidade horária, maior detalhamento nas tecnologias de geração com base na energia solar e valores de custos e potenciais atualizados. As assunções e os resultados aqui encontrados diferem da revisão da literatura, bem como das projeções oficiais, e pretendem ser um “alimento para o pensamento” para o planejamento energético.

Para problemas complexos como o futuro do fornecimento de energia em um país, não há uma solução única e simples para resolvê-los, geralmente as soluções envolvem uma ampla gama de alternativas. A implantação em larga escala da energia solar no Brasil pode trazer novos desafios para o operador do sistema de transmissão, devido à variabilidade da fonte e à posição geográfica da implementação no sistema. No entanto, a melhoria da previsão e o planejamento apropriado do sistema podem contribuir para superar estes desafios. Como não é uma tendência normal, mesmo sendo rentável, a implantação em larga escala precisa que as políticas públicas viabilizem as condições para sua ocorrência, um desenho de políticas é determinante para o sucesso futuro do uso de energia solar no Brasil e serão discutidas no próximo capítulo desta tese.

CAPÍTULO 5

Mecanismos de incentivo a energia solar

O objetivo deste capítulo é discutir a eficácia dos atuais instrumentos de política utilizados no Brasil para promover as fontes de energia renovável, e solar em particular, com vista a identificar os instrumentos mais adequados para viabilizar a integração do alto potencial da energia solar à matriz energética nacional, por forma a responder à segunda questão de investigação elaborada no âmbito da investigação de doutoramento: Quais os mecanismos de incentivo mais adequados para a promoção do investimento na energia solar em larga escala no sistema energético brasileiro?

Os capítulos anteriores apresentaram o modelo integrado de otimização do sistema energético brasileiro (TIMES_BR_light), que foi usado para identificar o potencial custo-eficaz de implantação de energia solar para 2030, 2040 e 2050 e a consequente redução de emissões de gases de efeito estufa mais ambiciosa do que a exigida pelos compromissos nacionais perante o Acordo de Paris. Tais níveis de desenvolvimento de energia solar mais rentáveis receberão aqui, neste texto, o nome de metas, mas são os resultados de um modelo de otimização, em vez de um processo técnico-político de definição de metas para políticas públicas. O ano de 2050 não foi incluído porque a incerteza dos quadros regulamentares aumenta muito com o tempo futuro mais distante. Os mecanismos têm um tempo de aplicação que se inicia nos anos próximos (e.g. de 1 a 5 anos) e que teria impacto na implantação de solar nos 15 anos seguintes (até 2040). Propor mecanismos regulatórios com impacto no mais longo prazo (até 2050) teria uma grande incerteza que se optou por evitar.

O capítulo está estruturado em quatro secções: a primeira traz os resultados principais das entrevistas realizadas com peritos do setor elétrico brasileiro acerca do crescimento da geração de eletricidade pela fonte solar. A segunda secção traz as experiências nacionais de incentivo a geração solar, os leilões e o *netmetering*. A secção três faz uma compilação de algumas experiências internacionais de incentivo à geração solar e a secção 4 apresenta elementos de uma política solar. O objetivo é contribuir com a política de energia no Brasil para implantar a energia solar por meio da análise do potencial, levando em conta as características do sistema de energia do país, os recursos existentes e as expectativas sobre a evolução das tecnologias solares. Foi usado um processo de duas etapas, a primeira sugere uma meta nacional para a energia solar fotovoltaica, em termos de opções tecnológicas até 2040, e a segunda avalia como os mecanismos de incentivo selecionados podem ser usados para apoiar tal implantação.

5.1 Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar: percepção dos peritos

Ao iniciar o processo de entrevistas, esta pesquisa ainda trabalhava com uma suposta dicotomia entre ‘geração centralizada’ e ‘geração distribuída’; considerava-se que o crescimento de uma poderia comprometer o crescimento da outra, fosse pela própria limitação de equipamentos, fosse pelos mecanismos de incentivo que, ao apoiarem uma forma, o fariam em detrimento da outra. Para o Diretor Executivo do Grupo de Política para Eletricidade da Universidade de Harvard, Ashley Brown, dentro desta dicotomia, faria mais sentido que a expansão da energia solar fosse feita com

incentivo à energia solar centralizada. O professor Brown considerava que a geração distribuída teria um aspecto distributivo perverso, uma vez que permitiria às famílias com rendimentos mais elevados instalar placas solares e assim pagar menos pela eletricidade, o que seria agravado com mecanismos de incentivo.

A estabilidade financeira de uma rede elétrica com muita geração distribuída era outra preocupação do professor Brown, uma vez que o crescimento de consumidores com geração distribuída pode fazer com que estes consumam menos, usem menos e paguem menos pela rede. Como os primeiros a migrarem para a geração seriam as famílias com maiores rendimentos, as famílias de mais baixa renda ficariam ainda ligadas a rede e teriam um custo adicional de arcar com o custo da rede de distribuição.

Esta visão dicotômica foi, contudo, questionada pelo Diretor de Estudos em Energia Elétrica da EPE, Amílcar Guerreiro, que entendia não ser necessário excluir um tipo de geração em detrimento do outro, havendo espaço para o crescimento da geração centralizada e da distribuída em paralelo. Para ele, uma redução dos custos da tecnologia levaria ao crescimento de ambas, a geração centralizada pela competitividade nos leilões e a geração distribuída porque sendo atingida a paridade com o custo de eletricidade de rede, um número maior de consumidores optaria pela geração distribuída.

A questão dos custos de investimento como fator limitante do crescimento da geração solar foi apontada por Maurício Tolmasquim, pesquisador visitante na Universidade de Harvard e ex-presidente da EPE que também destacou o fato de não existir uma indústria nacional capaz de produzir os equipamentos para a expansão da geração solar o que seria um segundo fator limitante do crescimento da energia solar como um todo. Tolmasquim ainda pontuou que no primeiro leilão de geração de eletricidade solar ocorrido no Brasil em 2014, haviam muitos investidores interessados, mas que o número total de propostas aceitas foi limitado, de forma a contratar apenas as que apresentaram os custos mais baixos, e desta forma sinalizar que a energia solar podia ter preços médios relativamente não tão elevados. Em 2014, a eletricidade solar negociada nos leilões teve um custo médio apenas 8% superior ao custo da eletricidade gerada com gás natural (CCEE, 2019d).

Para o diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais da EPE, Ricardo Gorini, haveria espaço para o crescimento da 'geração distribuída' em paralelo ao crescimento da 'geração centralizada' pois o país tem grande disponibilidade do recurso natural, destacando que, em algumas regiões do país já haveria competitividade entre o custo da eletricidade gerada de forma distribuída e o custo de eletricidade de rede, considerando que os 'prosumers' serão uma realidade do mercado de eletricidade brasileiro para o futuro. Apesar de Gorini considerar os custos da tecnologia como fator limitante, demonstrava maior preocupação com as consequências da intermitência da fonte solar para a rede, considerando uma realidade o seu crescimento futuro.

A entrevista realizada no Operador Nacional do Sistema foi frutífera no sentido de considerar que os custos elevados de investimento da energia solar seriam superáveis no futuro, usando como exemplo o processo análogo ocorrido anteriormente com a energia eólica. A engenheira da Gerência

de Acesso à Transmissão do Operador Nacional do Sistema, Maria Paula Belisário, pontuou um aspecto até então desconhecido na pesquisa - muitas empresas que ganharam contratos de geração de eletricidade solar nos leilões de 2014 e 2015 estavam passando por sérias dificuldades para a realização dos investimentos por conta da variação da taxa de câmbio ocorrida entre o momento dos leilões e a realização dos investimentos e estavam pedindo revogação dos contratos. Na época, esta dificuldade foi apontada por ela como um risco à continuidade dos leilões como estratégia de implementação da geração solar centralizada. A entrevista foi realizada em abril de 2017 e, em junho do mesmo ano, a ANEEL lançou o Mecanismo de Descontratação de Energia, descrito na seção 5.2.1.

A questão do custo cambial de investimentos em infraestrutura baseados em equipamentos importados foi destacada também pelo professor Nivalde Castro, Coordenador Geral do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro. A posição do professor Nivalde com relação a suposta dicotomia entre 'geração centralizada' e 'geração descentralizada' é similar àquela pontuada por Ricardo Gorini e Amílcar Guerreiro, ou seja, haveria espaço para o crescimento tanto da geração centralizada como da geração distribuída. Ele concordava também com a posição do professor Ashley Brown no sentido de considerar que os mecanismos de incentivo deveriam privilegiar a geração centralizada em detrimento da distribuída por conta da questão distributiva, ou seja, a geração distribuída é inicialmente uma opção para as famílias mais ricas que passam a pagar menos pelo serviço de eletricidade e, que se ainda houver incentivos seriam duplamente beneficiadas. O professor Nivalde considerava que a flexibilização das condições de financiamento para projetos de geração de eletricidade solar por parte do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) seria um fator determinante para o crescimento da geração solar. À época, o BNDES exigia uma participação de 60% de produtos nacionais nos equipamentos, o que era praticamente inviável considerando que a indústria nacional de equipamentos para centrais de geração de eletricidade solar era incipiente, retomando-se assim a questão pontuada por Maurício Tolmasquim acerca da importância do surgimento de uma indústria nacional para o crescimento da geração solar.

5.2 Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar: avaliação dos leilões e do *netmetering* realizados no Brasil

Dois tipos de incentivos para a energia solar, em diferentes escalas, serão discutidos nesta seção: leilões solares e regulamentações de *netmetering*. O primeiro aborda plantas de geração PV centralizada com foco no fornecimento de rede. O segundo está relacionado às tecnologias de geração PV distribuída em telhados para as edificações, não exclusivamente para o setor residencial.

5.2.1 Leilões no Brasil

Para discutir os leilões de energia solar, devem ser avaliados, primeiro, os mecanismos de leilões no Brasil que tiveram início após o processo de reestruturação do setor elétrico em 2004. Os leilões faziam parte do novo marco regulatório, como explicado por Dutra & Menezes (2005), quando era necessário atingir três objetivos simultâneos: mecanismos eficientes de contratação para modicidade tarifária, segurança de fornecimento por meio de expansão da oferta e acesso universal.

A estrutura do mercado de energia elétrica no ambiente regulado é a seguinte: 1) os distribuidores de energia elétrica identificam a demanda prevista para os próximos cinco anos e comunicam ao Ministério de Minas e Energia (MME); 2) o MME organiza leilões para garantir a capacidade de geração e a capacidade de oferecer os menores custos de energia; 3) os distribuidores organizam contratos para assegurar o atendimento da demanda de eletricidade prevista com os vencedores do leilão.

No Brasil, no ambiente de contratação regulada, entre 2004 e abril de 2018, foram realizados 67 leilões de energia elétrica, resultando no acordo de 26.544 contratos de energia elétrica. Os leilões tiveram lugar através de seis modos diferentes: energia existente, nova energia, estruturação, energia de reserva, ajuste e fontes alternativas. A Tabela 5.1 explica as principais características e apresenta os resultados selecionados dos leilões ocorridos no Brasil nesse período. É importante notar que a reestruturação do marco regulatório, do qual os leilões são parte fundamental, foi uma resposta à escassez de energia que o país experimentou entre 2001 e 2002, o chamado “Apagão”, onde a oferta de eletricidade foi incapaz de atender a demanda de eletricidade devido a investimentos insuficientes nos sistemas de geração e transmissão.

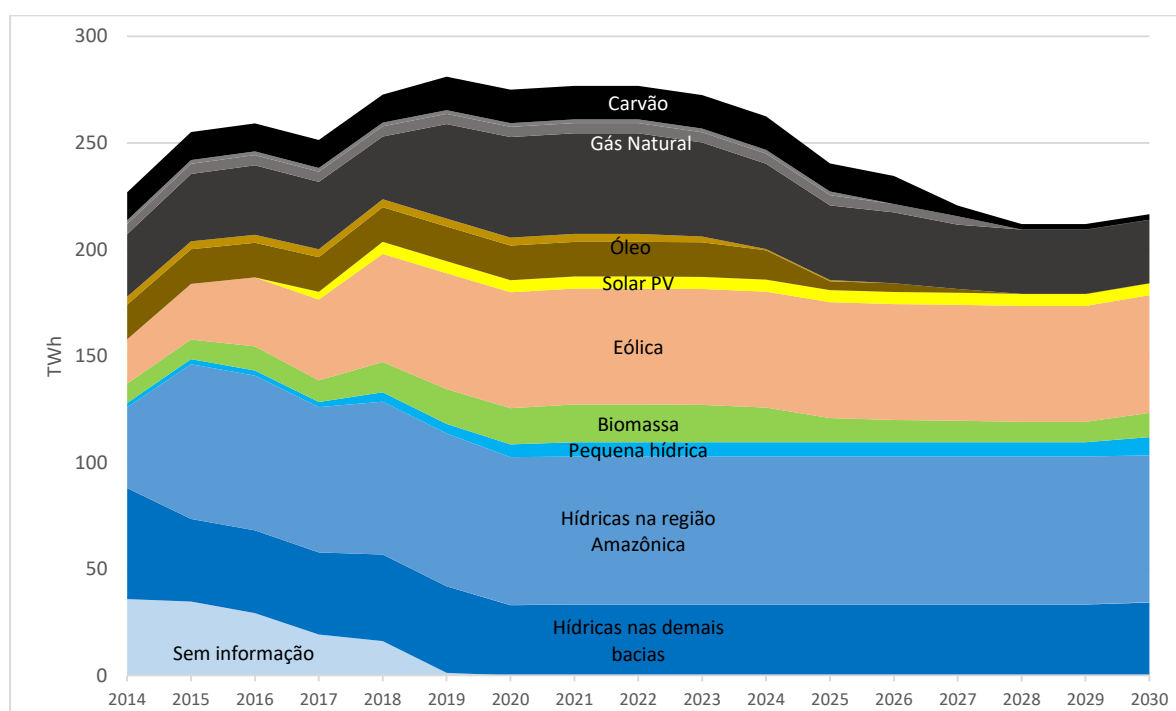
Tabela 5.1 – Leilões realizados entre 2004 e 2018

Tipo	Nº	Primeiro	Último	Preço médio (kWh R\$) Março 2018	Características
Energia existente	17	12/07/2014	07/12/2019	185,14	Energia contratada gerada por usinas em operação
Energia nova	26	16/12/2005	18/10/2019	125,32	Atende à demanda de expansão de distribuidores, as usinas ainda serão construídas e podem entrar em operação em 6 anos (A6), 5 anos (A5), 4 anos (A4) ou em 3 anos (A3)
Dos quais com energia solar	4	18/12/2017	18/10/2019	124,45	
Estruturante	3	10/12/2007	20/04/2010	119,57	Estruturação de projetos estratégicos de interesse público visando à segurança do sistema e assegurando taxas razoáveis
Reserva	9	14/08/2008	23/09/2016	220,21	Visa aumentar a segurança do suprimento de eletricidade. Eletricidade é contabilizada e negociada no mercado de curto prazo operado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Dos quais com energia solar	3	31/10/2014	13/11/2015	303,64	
Ajuste	13	01/06/2006	15/01/2015	357,50	Equilibra o processo de contratação de distribuidor, considerando desvios entre o mercado previsto e realizado
Fontes alternativas	3	18/06/2007	27/04/2015	220,35	Criado para atender ao crescimento da demanda e incentivar fontes renováveis: eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas

Fonte: adaptado da (CCEE, 2019d)

Com relação aos custos de leilão, Mastropietro *et al.* (2014) e Rego & Parente (2013) analisaram a diferença entre renováveis modernas e tradicionais, referindo-se aos leilões de energia existentes no primeiro caso e energia nova no segundo. Ambos os estudos concluíram que os leilões são uma ferramenta importante para a política energética, mas que pequenas diferenças podem levar a maiores sucessos, como a equiparação de leilões novos e já existentes.

A Figura 5.1 mostra todos os contratos de leilão válidos por fonte de energia, mostrando a oferta entre 2014 e 2030 - há uma contribuição notavelmente maior de combustíveis fósseis nos primeiros anos que declina em meados da década de 2020, com uma redução no carvão e a eliminação do petróleo no fornecimento de eletricidade. Os contratos de energia hidrelétrica são de maior duração, as contribuições da energia solar PV permanecem baixas.



Fonte dos dados: (CCEE, 2019d)

Figura 5.1 - Energia contratada em todos os leilões por ano de fornecimento e por fonte (apenas contratos válidos até abril de 2018).

Sete leilões com o potencial de implantação de energia solar centralizada ocorreram no período, até novembro de 2019. Estes foram divididos em duas fases, a primeira com três leilões em 2014 e 2015 e a segunda com dois leilões em 2017 e 2018. Entre esses dois períodos, os leilões de energia solar enfrentaram um desafio significativo, o chamado mecanismo de desconstrução, quando parte dos contratos firmados na primeira fase (9 de 94) foram cancelados pois a estimativa de custos para equipamentos importados não acomodou os riscos cambiais plenamente, fazendo com que algumas das plantas planejadas experimentassem atrasos ou, em alguns casos, não fossem construídas. A resposta do regulador de energia foi cancelar os contratos para as usinas que não puderam ser construídas.

A Tabela 5.2 apresenta uma síntese dos leilões de energia solar centralizada ocorridos no Brasil até novembro de 2019. Cada coluna representa um processo de leilão, o LER é o acrônimo para o Leilão de Energia de Reserva e o LEN é para o Leilão de Energia Nova. Essa diferença entre a categoria

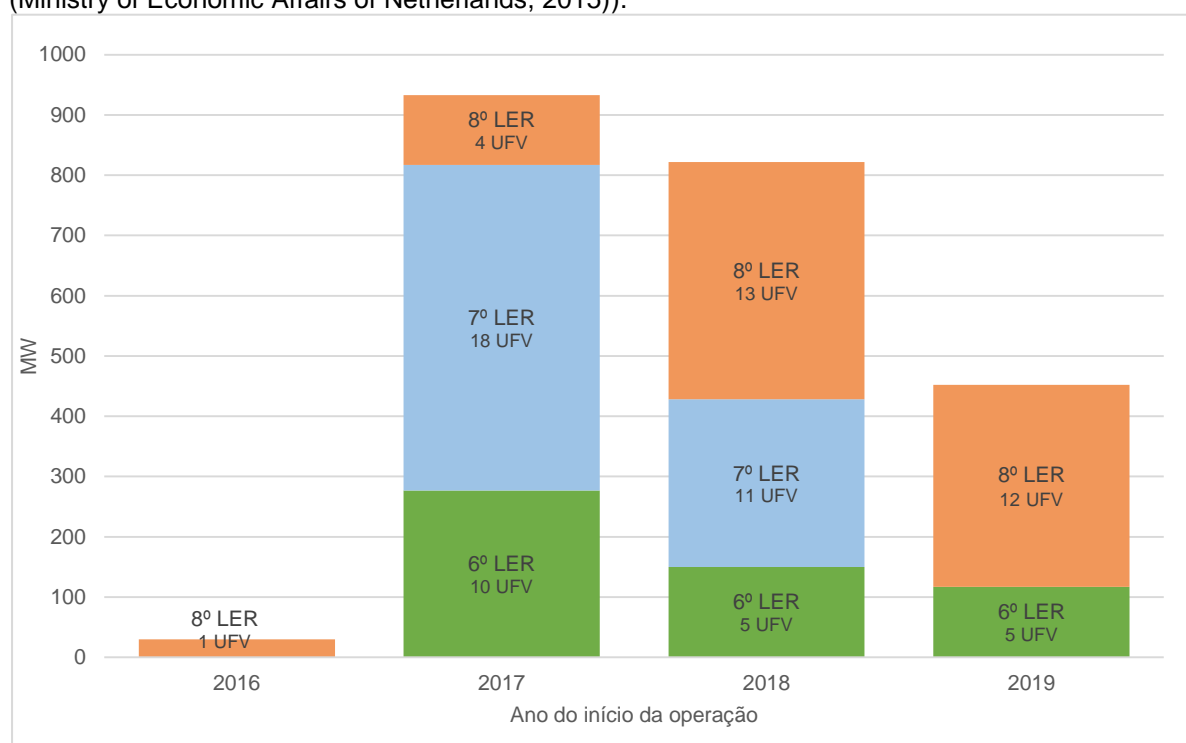
de leilão é um dos sinais de maturidade da fonte no mercado brasileiro de energia elétrica. Na primeira fase a energia solar foi vendida ao sistema como reserva de energia. Nos leilões mais recentes, as distribuidoras compraram a energia solar como eletricidade de outras fontes, pela disponibilidade. Ainda na Tabela 5.2 é importante destacar a relativa estabilidade no número de propostas qualificadas, entre 315 e 493 propostas. Vale ressaltar que o preço da energia em dólares por megawatt diminuiu drasticamente, de US\$ 82-90/MWh em 2014 para US\$ 35/MWh em 2018 e US\$17,40/MWh em 2019. A redução no preço inicial ou deságio aumentou de 17,9% para 59,62% entre o primeiro e sétimo leilão; isto representa de um lado uma redução na acuidade da expectativa do governo sobre o custo da tecnologia e de outro uma grande expectativa de lucros do mercado.

Tabela 5.2 – Resultados selecionados referentes a leilões solares no período de 2014-2019

Propostas	Parâmetros	Unidade	LER/ 2014	1ºLER/ 2015	2ºLER/ 2015	25ºLEN/ 2017	27ºLEN/ 2018	29ºLEN/ 2019	30ºLEN/ 2019
Habilitados	Número de plantas	unidade	331	341	493	315	422	580	685
	Capacidade Instalada	MW	8871	11261	13159	14030	13380	20459	24753
Vencedores	Número de plantas	unidade	31	30	33	20	29	6	11
	Capacidade Instalada	MW	889,6	833,6	929,3	790,60	807	203,7	530
	Produção de eletricidade em 20 anos	TWh	32,4	40,6	43	29,84	40,06	3,7	10.43
	Preço da energia	US\$/MWh	82-90	84-87	77-80	43-44	35	17,61	20
	Investimento	bilhões de US\$	1,67	1,61	1,65	1,17	1,27	0,22	0.52
	Redução do preço (deságio)	%	17,9	13,9	21,9	56	62,2	75,5	59.62
Operação novembro de 2019		unidade	20	29	30	0	0	0	0
Cancelados no Mecanismo de Descontratação		unidade	9	0	0	0	0	0	0

Fontes de dados:(CCEE, 2014, 2015a, 2015b, 2017, 2018a, 2019a, 2019b; EPE, 2014c, 2015a, 2016d, 2017c, 2018g, 2019e)

Até novembro de 2017, a energia solar foi objeto de três leilões nos quais a fonte de energia foi predeterminada. Ao se referir aos três leilões realizados no Brasil, denominados LER / 2014, 1º-LER / 2015 e 2º-LER / 2015, a Tabela 5.2 mostra alguns desenvolvimentos positivos em termos de redução de custos. Houve um crescimento de 49% no número de projetos qualificados entre o primeiro e o terceiro leilão. Em termos de preço de venda de energia o primeiro leilão teve um deságio de 17,9% comparado ao preço inicial de US \$ 106,94 / MWh e no terceiro leilão o deságio de 21,9% em relação ao preço inicialmente estabelecido US \$ 100,80 / MWh. O preço médio entre o primeiro e o terceiro leilão mostrou queda de US \$ 87,80 / MWh para US \$ 78,77 / MWh. A capacidade instalada contratada aumentou apenas 4%, passando de 889,6 MW para 929,3 MW. Leilões que ocorrem regularmente podem ser considerados um indicador de um aumento estável na demanda, potencialmente um fator de atração para novos investimentos em geração solar fotovoltaica no Brasil (Ministry of Economic Affairs of Netherlands, 2015)).



Fonte de dados: (ANEEL, 2019)

Figura 5.2 – Usinas Fotovoltaicas (UFV) de geração centralizada em operação

A Figura 5.2 mostra as usinas de geração fotovoltaicas centralizadas em operação de acordo com os leilões que deram origem aos respectivos investimentos. Observando a Figura 5.2 em conjunto com a Tabela 5.2 é possível perceber um elevado índice de implementação dos projetos, no leilão de 2014 foram firmados 31 contratos, cancelados 9 pelo mecanismo de desconstrução de 2017, havendo, portanto, 22 a serem implementados, observa-se que em novembro de 2019 havia 20 usinas originárias deste leilão que estavam em operação, sendo um índice de implementação de 90%. Nos leilões de 2015 a situação é similar, no primeiro eram 30 usinas e 29 estão em operação e no segundo eram 33 usinas e 30 estão em operação.

Mecanismo de desconstrução 28/08/2017

Nos três primeiros leilões, em 2014 e 2015, 94 contratos de geração de energia elétrica solar foram firmados, com previsão de entrada em operação em 2017 e 2018. Entre a realização do leilão e a implantação dos projetos, no entanto, vários contratos enfrentaram um dos maiores riscos associados a investimentos em infraestrutura intensiva em tecnologia importada: o risco cambial. Os contratos de geração de eletricidade solar foram elaborados em Reais, porém, a aquisição de componentes e/ou equipamentos que seria realizada no exterior, coincidiu com mudanças significativas na taxa de câmbio e a desvalorização da moeda de quase 60% (entre 31/10/2014 e 31/10/2015 a taxa de câmbio passou de 1US\$ = R\$ 2,44 para 1US\$ = R\$ 3,86 (Bacen, 2018)).

Os projetos enfrentaram atrasos na execução e, de acordo com as regras do leilão, o regulador - Agência Nacional de Energia Elétrica - passou a exigir as garantias. Em fevereiro de 2016, um grupo de 19 empresas apresentou uma solicitação, em conjunto, para adiar o início das operações. Essas usinas representavam 64% da capacidade instalada contratada até o momento (ANEEL, 2016a). A Agência Nacional de Energia Elétrica negou o pedido.

Em agosto de 2016, foi realizado um leilão reverso, denominado "Mecanismo de Desconstrução de Energia de Reserva", durante o qual nove projetos de energia solar foram vencedores, resultando no cancelamento dos contratos (CCEE, 2019d). Um novo leilão foi planejado em dezembro de 2016, e foi posteriormente cancelado com a justificativa de que a oferta contratada existente era suficiente considerando a taxa de desaceleração econômica (EPE, 2016e).

Os novos leilões solares 18/12/2017 – 04/04/2018 – 28/06/2019 – 18/10/2019

Quatro novos leilões ocorreram na segunda fase dos leilões solares no Brasil – o primeiro leilão, em dezembro de 2017, com 315 projetos habilitados para geração de energia solar, representando 14.030 MW de capacidade instalada; o segundo, em abril de 2018, com 422 projetos habilitados, representando 13.380 MW; e mais dois em 2019, com 580 e 685 projetos habilitados. Em 2017, 20 projetos firmaram contratos, representando uma capacidade adicional de 790 MW com um prazo de instalação até 2021; em 2018, 29 projetos assinaram contratos, representando um adicional de 807 MW contra prazo até 2022. Os dois leilões de 2019 tiveram 17 plantas contratadas.(CCEE, 2017, 2018a, 2018b, 2019a, 2019b).

O leilão solar de 2017 inovou com a participação da energia solar, pela primeira vez, em um leilão de "energia nova" pois, nos leilões anteriores, a energia solar fora classificada como "energia de reserva". Outra diferença significativa entre o leilão de 2017 e seus antecessores, foi a inclusão de requisitos do contrato focados na 'disponibilidade de energia', enquanto nos três primeiros casos, os requisitos do contrato centraram-se na 'quantidade de energia'. A disponibilidade de energia é importante para uma fonte intermitente como a solar - essa mudança de requisitos foi proposta pela EPE (2017c) como forma de facilitar a participação das fontes solares nos mecanismos de leilão. A capacidade adicional contratada foi de 790,6 MW de energia solar através de contratos com duração de vinte anos. O investimento total nestes projetos excedeu um bilhão de euros. A redução de preço estimada foi de 56% em média. Os projetos planejados serão desenvolvidos nos estados de São Paulo, Piauí, Bahia e Pernambuco.

O leilão solar de 2018 alcançou uma redução ainda maior nos preços iniciais com a média de 62,2% de redução em relação ao preço inicial. Mais de quatrocentas propostas foram habilitadas e 29 foram contratadas. Os menores preços de energia vistos no mecanismo foram para energia solar, equivalente a US\$ 35/MWh. Os projetos estão previstos para os estados de Ceará, Piauí, Minas Gerais e Pernambuco (CCEE, 2018a). Os dois leilões de 2019 apresentaram preços ainda mais baixos - US\$ 17,40/MWh e US\$ 20,40/MWh, com maior número de projetos habilitados, mas um número menor de projetos vencedores - apenas 17 projetos que somam 733 MW de capacidade instalada (CCEE, 2019a, 2019b).

5.2.2 O sistema de *netmetering* no Brasil

Em abril de 2012, a agência reguladora ANEEL publicou a resolução normativa RN 482/2012 introduzindo um sistema de *netmetering* no sistema elétrico brasileiro como mecanismo de incentivo à geração distribuída (Resolução Normativa Nº 482 de 17 de Abril, 2012). Esse sistema usa contadores bidirecionais instalados pelas empresas de distribuição que permitem aos consumidores que produzem energia injetarem seu excedente de energia na rede e equilibrarem-no com o consumo em períodos de menor produção. As contas de energia dos consumidores finais, no entanto, nunca chegam a zero devido ao pagamento de um mínimo obrigatório devido às empresas de distribuição pelos custos de disponibilidade de eletricidade. Segundo Vilaça Gomes *et al.* (2018), este mínimo estabelecido pelo RN 414/2010 é muito importante na definição do tamanho dos sistemas instalados nos telhados.

Um desafio enfrentado por esse mecanismo foi o efeito do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o equivalente a um *value added tax* (VAT) sobre a eletricidade fornecida à rede elétrica através da geração distribuída PV em telhados - este gargalo é citado em estudos como Ferreira *et al.* (2018) e Vilaça Gomes *et al.* (2018). A solução para o problema envolveu a ANEEL, os 27 estados da Federação - que recebem o ICMS sobre a circulação de mercadorias em seus estados - e o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). Em 2015, houve um acordo, permitindo que os estados apliquem o ICMS ao balanço de energia, e 23 (dos 27) estados aderiram a este Acordo (CONFAZ, 2015).

A RN 687/2015 da ANEEL reforça os incentivos para um sistema distribuído utilizando *netmetering*, estendendo o prazo de compensação para 60 meses, aumentando os limites de capacidade instalada e a criação de três novas categorias. A primeira foi o consumo remoto, quando a produção e o consumo podem ocorrer em diferentes locais (produzidos pelo mesmo proprietário / fornecedor) na região da mesma empresa de distribuição. As outras duas possibilidades são múltiplas unidades de consumo e geração compartilhada, o primeiro caso envolve um produtor e vários consumidores, o segundo possui múltiplos geradores que podem compensar uns aos outros em termos de produção e consumo antes de negociar com a rede (Resolução Normativa Nº 687 de 2015).

5.3 Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar: a experiência internacional

Os esforços para a implementação de energias renováveis no setor elétrico têm passado largamente pela definição de metas pelos governos e as respectivas políticas públicas. Em 2017, 120 países já tinham metas de eletricidade renovável e 121 tinham políticas para o incentivo de energias renováveis (IEA, 2019). Conforme explicado por Bhattacharyya (2011), os mecanismos de geração de receita como o 'tarifas *feed-in* (FIT)', ainda são os mais importantes e amplamente utilizados, apesar de que instrumentos fiscais também poderiam ser usados para internalização das externalidades.

Os instrumentos para incentivar o uso de energia renováveis no setor elétrico são múltiplos e diversos em termos de período de aplicação, foco de incidência e esquemas de recompensa. Podem incluir FIT, leilões, cotas, subsídios diretos, reduções de impostos e impostos sobre carbono. O mecanismo mais amplamente adotado é o FIT, tendo sido implementado em mais de 80 países em 2016 (REN21, 2017). A Agência Internacional de Energia estima que 59% da instalação fotovoltaica no mundo ocorreu sob um esquema FIT em 2016 (IEA, 2017b). Os leilões vêm em segundo lugar, também com um crescimento significativo, abrangendo cerca de 35 países.

A disseminação do uso de alguns mecanismos como FIT e FIT-*premium* está diretamente relacionada a sua eficácia sobretudo no que diz respeito à atração de investimentos, uma vez que garante contratos de longo prazo, prioridade no despacho, remuneração garantida e acesso à rede (IEA, 2019). O amadurecimento das tecnologias tem permitido a utilização de um outro mecanismo onde o preço é definido pelo mercado e a capacidade é decidida pelo governo - são os leilões, um mecanismo de incentivo que tem sido muito usado, podendo ser vencedor o lance com menor valor ou o melhor lance, considerando também questões ambientais ou técnicas como por exemplo na China (IEA, 2019).

Para que o objetivo internacional de redução das emissões seja atingido, as energias renováveis precisam crescer ainda mais rapidamente e além dos mecanismos diretos de implementação de renováveis também é muito importante que sejam considerados mecanismos de incentivo à integração de renováveis tanto no quadro institucional quanto no comportamento individual (IRENA, 2018). Com a disseminação do uso destes mecanismos, foram sendo feitas adaptações e ajustes, dada a heterogeneidade: dos parques instalados, da disponibilidade de recurso solar, do acesso à tecnologia, das características dos diferentes mercados e dos comportamentos dos diferentes consumidores.

A lista de sete mecanismos apresentada na Tabela 5.3 reflete um pouco esta diversificação, não sendo exaustiva, dado o caráter dinâmico assumido pelas políticas. A Tabela 5.3 sintetiza algumas características dos sete principais mecanismos de incentivo no que se refere a: natureza da política (regulatória ou não regulatória), escala, competitividade, possibilidade de fixação da quantidade de

energia a ser contratada e especificidade local. Os concursos são aqui entendidos como *tendering*²³ no modelo francês, onde há um processo concorrencial para a atribuição das tarifas bonificadas - seria um mix entre FIT e leilões (Republique Française, 2019).

O que diferencia os leilões dos concursos é o fato de no leilão o preço da energia ser o preço final acordado entre compradores e vendedores com contrato assinado entre ambas as partes (com exceção dos leilões de reserva que aconteceram no Brasil entre 2014 e 2015 onde a energia era vendida à rede). No caso dos concursos no modelo francês, é feita uma chamada de projetos (*Appel d'Offres*) e é paga uma bonificação de tarifa acima do valor estabelecido; os contratos são assinados com a rede e tem as garantias de acesso à rede e prioridade no despacho similares à FIT. Outro exemplo da evolução dos mecanismos são os certificados verdes que combinam as cotas com um mecanismo de mercado, pois uma vez estabelecidas as cotas, são emitidos certificados de geração renovável que podem ser transacionados, este mecanismo é usado na Suécia. A energia distribuída pode ser definida como a energia produzida e injetada na rede da rede de distribuição (Ofgem, 2017).

Tabela 5.3 – Mecanismos de incentivo à energia solar

Tipo de política	Mecanismo	Descrição	Escala	Competitivo	Quantidade	Localmente específico
Políticas regulatórias e de preços	FIT	Tarifas bonificadas oferecidas conjuntamente com o acesso à rede e a prioridade no despacho	centralizada e distribuída	NÃO	VARIÁVEL	SIM
	Leilões	Definição de contratos de capacidade e energia com base no preço mais baixo	centralizada	SIM	FIXA	NÃO
	Concursos	Processo concorrencial para a atribuição de FIT	centralizada e distribuída	SIM	FIXA	SIM
	Net-metering	Compensação da geração distribuída em termos do consumo da rede	distribuída	NÃO	VARIÁVEL	SIM
	Cotas	Estabelecimento de limites mínimos de energia renovável no total de eletricidade produzida	centralizada	NÃO	FIXA	NÃO
	Certificados verdes	Certificados transacionáveis de geração de eletricidade renovável, h o estabelecimento prévio de cotas	centralizada	SIM	FIXA	NÃO
Políticas não regulatórias	Subsídios	Incentivos financeiros à aquisição de equipamento	centralizada, distribuída	NÃO	VARIÁVEL	SIM

Fonte: Adaptado de (IRENA, 2018)

Os mecanismos de incentivo foram adaptados e revisados, com mudanças nas condições e no design. Por exemplo, um esquema de certificados chamado Certificado de Obrigação Renovável (ROCs), utilizado entre 2002 e 2017, foi descontinuado no Reino Unido após 31 de março de 2017, embora alguns geradores pudessem participar do esquema por períodos de carência até setembro de 2018 (Ofgem, 2018). Na Itália, os Certificados Verdes eram uma opção entre 2012 e 2017, depois

²³ Em alguns trabalhos *tendering* e *auction* são tratados como o mesmo instrumento, neste trabalho *tendering* são concursos e *auctions* são leilões. Como o foco deste trabalho é o Brasil e lá os leilões já são usados desde 2004, considere que eles deveriam ser tratados isoladamente dos concursos, como os que são realizados na França, que embora similares guardam características próprias.

modificados para uma tarifa feed all-inclusive. O Japão decidiu implementar certificados verdes em 2017 e a China está considerando essa alternativa para garantir a saúde financeira do mecanismo de incentivo (IEA-PVPS, 2018).

Amorim (2014) destacou que os certificados verdes comercializáveis poderiam teoricamente ser um instrumento mais eficiente do que a tarifa feed-in, pois permitem uma contribuição ótima de cada tecnologia de geração, de acordo com sua eficiência e dependendo de suas potencialidades e custos. No entanto, a autora enfatizou que inúmeros tipos de riscos e incertezas desencorajam investimentos novos e limpos, com baixo nível de emissões de carbono, devido ao mau funcionamento dos mercados de eletricidade. Segundo Aquila *et al.* (2017), as tarifas feed-in são altamente eficazes para a promoção de fontes renováveis, proporcionando estabilidade e garantindo segurança financeira aos produtores de energia.

No desenho dos mecanismos de incentivo a energias renováveis, buscando maximizar a custo-eficácia dos mecanismos, os formuladores de políticas públicas deparam-se com duas dimensões, por um lado a escolha tecnológica, se será neutra ou específica e se os mecanismos serão de longo ou curto prazo (Santana, 2016). O trabalho de Bento *et al.* (2020) conclui que os leilões são uma opção custo-eficaz, mas que dois fatores precisam ser tidos em conta, inicialmente é importante que haja um ambiente de confiabilidade regulatória pois os investidores em infraestruturas trabalham com longo prazo. Adicionalmente, os autores pontuam que esta ferramenta é adequada para grandes projetos de geração e que outros mecanismos de incentivo à geração renovável devem ser usados em conjunto com os leilões.

Para refletir o impacto dos mecanismos de incentivo adotados globalmente, a Tabela 5.4 apresenta a classificação dos 10 principais países em geração de energia solar fotovoltaica em ordem decrescente de geração em 2016, o que representa 84% da eletricidade solar fotovoltaica produzida naquele ano. Observa-se o crescimento da produção de eletricidade fotovoltaica entre 2012 e 2016 e a importância relativa do PV na matriz energética nacional em 2016. Para os cinco primeiros países foram avaliados os incentivos adotados e o foco de cada incentivo. Os três principais produtores são países não europeus e registraram grandes taxas de crescimento entre 2012 e 2016²⁴. Na Tabela 5.4, a maioria dos países selecionados faz uso de mais de um mecanismo de incentivo. A tarifa feed-in é o mecanismo mais comum, mas os incentivos ao autoconsumo também estão presentes em muitos países. A China é o país líder na implantação de energia solar fotovoltaica, embora sua participação no mix de eletricidade seja muito baixa, enquanto a Itália e a Alemanha mostram a maior participação. Alguns países têm optado por conceder apoio com base em sua competição de mercado, justificada pela redução de custos observada das tecnologias solares (IEA, 2018).

Os dados mais atualizados para a capacidade instalada disponível são dados de 2018. As quatro principais capacidades instaladas continuam as mesmas, China, Japão, EUA e Alemanha. EUA foi o quarto e agora é o terceiro, ultrapassando a Alemanha. A capacidade instalada americana cresceu 50% entre 2016 e 2018 e a alemã cresceu 13%. A quinta posição foi da Itália, atualmente é da Índia,

²⁴ Os dados de geração de eletricidade de 2016 mais atualizados disponíveis no banco de dados de estatísticas da IRENA (junho de 2019).

a capacidade instalada indiana cresceu 185% entre 2016 e 2018. Na Europa, o aumento mais expressivo da capacidade instalada entre 2016 e 2018 foi da França, 23% (IRENA, 2019c). A seguir serão descritos alguns dos mecanismos usados nos cinco primeiros países da Tabela 5.4, ou seja os cinco países com maior capacidade instalada de geração de eletricidade solar.

Tabela 5.4 – Mecanismo de incentivo e implantação de PV em países selecionados

País	Eletricidade PV gerada em 2016 (GWh)	Crescimento da eletricidade PV (2016, comparado com 2012)	Participação da eletricidade PV na matriz elétrica nacional (2016)	F	Q	C	A	T	G	N	S	I
China	67 865	1446%	1.14%	X	X					X	X	
Japão	50 952	670%	5.03%	X		X		X				
USA	46 633	408%	1.12%		X							X
Alemanha	38 098	44%	6.65%	X			X		X	X	X	
Itália	22 104	17%	7.18%	X		X				X	X	X
UK	10 421	670%	3.15%	X							X	X
Índia	9 430	995%	0.78%		X							X*
França	8 160	103%	1.71%	X				X			X	
Espanha	8 070	-2%	3.16%				X					
Austrália	6 205	167%	2.55%			X			X			

* área designada para desenvolvimento solar

Fonte de dados: (IEA-PVPS, 2018; IRENA, 2019c)

[F = Feed-in tariff;

Q = Esquemas de cota (nos EUA somente em 29 estados);

C = Certificados Verdes;

A = Leilões;

T = Concursos;

G = paridade da grade;

N = medição líquida;

S = incentivos ao autoconsumo;

I = incentivos fiscais]

China

Na China, diferentes tarifas feed-in são aplicadas a diferentes regiões, devido ao seu potencial solar significativo (IEA-PVPS, 2018). A China decidiu usar geração de eletricidade PV distribuída como um estratégia de alívio da pobreza. A instalação de painéis é apoiada pelo governo, enquanto as vendas subsequentes de eletricidade para a rede se beneficiam de uma tarifa premium (IEA-PVPS, 2018).

O estágio inicial das tecnologias de energia distribuída é o principal argumento de Zhang *et al.* (2019) para defender a importância das políticas públicas para incentivar a sua implantação. Os mesmos autores, depois de fazerem uma revisão no marco regulatório do modelo nacional chinês, por níveis de província e município, classificam os mecanismos de incentivo para energia distribuída por três tipos: apoio econômico, inovação tecnológica e melhorias gerenciais. Para o primeiro tipo, os exemplos incluem: subsídios de capital, apoio financeiro e preferências tributárias; o segundo inclui desenvolvimento tecnológico e treinamento de pessoal. O terceiro inclui planejamento de metas, gerenciamento de construção de projetos, orientação de preços, tarifas de feed-in, conexão de rede e governança regulatória.

Japão

O desastre nuclear de Fukushima em 2011 é o pano de fundo para o surgimento de um importante novo player em termos de capacidade instalada de energia solar, o Japão. Em 2016, o Japão supera a Alemanha em termos de capacidade instalada e ocupa o segundo lugar mundial, com 40 GW de capacidade instalada de PV, logo após a China. Em 2016, a nova capacidade instalada de energia fotovoltaica no Japão foi de 7,9 GW (IRENA, 2019c). Um mecanismo FIT, apoiado pelos próprios

consumidores através de suas contas de energia elétrica, permitiu a expansão da energia solar a partir de 2012, principalmente em projetos de grande escala. Espera-se que condições políticas favoráveis levem a um crescimento de 28 GW de capacidade instalada de PV até 2020 e 50 GW até 2030.

A política concentra-se principalmente em instalações não residenciais; os valores das FIT no Japão são bastante atraentes, aproximadamente o dobro do valor daqueles na Alemanha e o triplo da China (Muhammad-Sukki *et al.*, 2014). O sector residencial recebe 0,33 € / kWh para contratos de garantia de compra com duração de dez anos e as instalações não residenciais recebem 0,31 € / kWh com um contrato de 20 anos. Uma comparação entre as políticas FIT japonesas, alemãs, inglesas e italianas para o caso de um sistema não residencial de 100 kW revelou uma taxa de retorno de investimento anual médio de 7,43% no Japão, enquanto nos países europeus variou de 1,83% na Alemanha a 5,80% na Itália (Muhammad-Sukki *et al.*, 2014).

Estados Unidos

O principal mecanismo de incentivo usado nos Estados Unidos são as cotas (ou *renewable portfolio standards*), sendo adotado à escala federal e em 29 dos 51 estados (IEA-PVPS, 2019). Nos estados são adotados, também, empréstimos subsidiados. Uma opção de financiamento dos sistemas solares usada nos Estados Unidos é a “posse de terceiros”, quando uma empresa adquire o equipamento e instala no telhado de outra empresa ou família e vende a energia ao dono do telhado; esta opção de financiamento é muito usada no setor residencial (IEA-PVPS, 2019). Um incentivo fiscal com redução de taxas está em fase transitória para a descontinuidade.

Kilinc-Ata (2016), adotando uma abordagem econométrica com dados da UE27 e 50 estados dos Estados Unidos entre 1990-2008, concluiu que os esquemas de cotas não podem explicar a contribuição de fontes de energia renováveis (exceto energia hidrelétrica) na matriz de eletricidade de cada país / região. A mesma pesquisa aponta que FIT, incentivos fiscais e leilões poderiam ser mecanismos eficazes de implantação de fontes renováveis.

Alemanha

A política de FIT na Alemanha foi introduzida em 1991 por meio de uma lei federal e atualizada em 2000, 2004 e 2017 pela lei de fonte de energia renovável, EEG (*Erneuerbare Energien Gesetz*). Este instrumento consistia em priorizar as tarifas feed-in, ou seja, os produtores de eletricidade baseados em energia renovável tinham garantia de compra da eletricidade a uma taxa fixa. As distribuidoras então, vendiam essa eletricidade no local ou no mercado no dia seguinte - a taxa final era a diferença entre a taxa de incentivo inicial e a receita obtida na venda, dividida pelo número total de consumidores (Holdermann *et al.*, 2014).

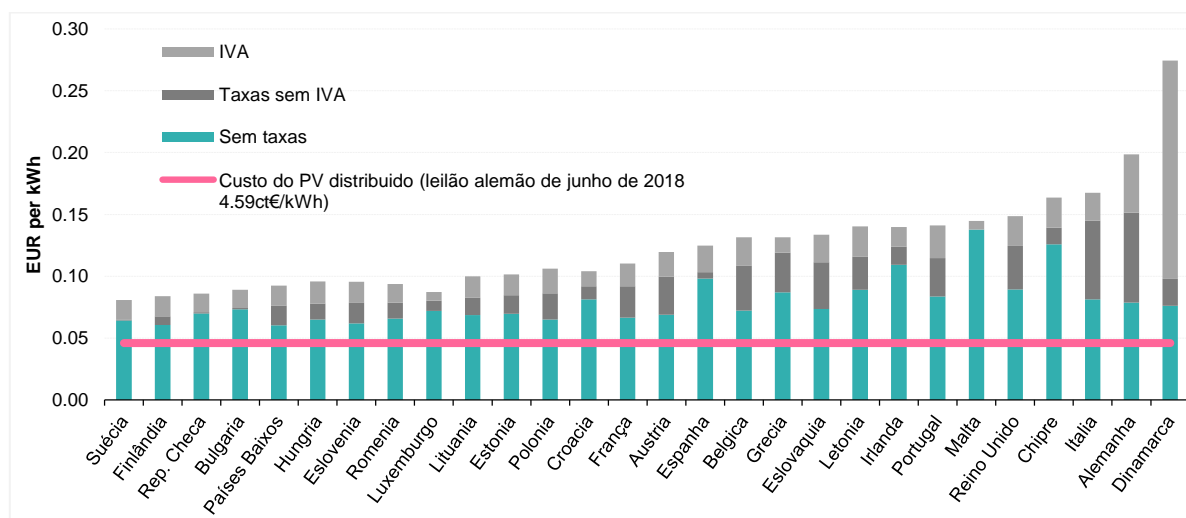
A política de FIT na Alemanha é considerada um caso de sucesso em termos de implementação de energia solar (Fraunhofer, 2020) não apenas devido ao aumento da capacidade instalada, mas acima de tudo devido à redução no preço do PV, que tem sido uma inspiração para regulamentações similares ao EEG. Os contratos FIT, juntamente com a redução dos custos de energia fotovoltaica, foram responsáveis pelo crescimento da capacidade instalada de energia fotovoltaica de 0,1 GW em 2000 para 24,8 GW em 2011 na Alemanha (Tveten *et al.*, 2013). Esses autores realizaram uma análise da diferença entre os custos de ordem de mérito em energia solar para consumidores alemães com e sem

essa política de incentivo, concluindo que o esquema de incentivo entre 2010 e 2011 promoveu uma redução do custo médio de eletricidade para os consumidores em 7%.

A política alemã sofreu mudanças em 2017 - o EEG 2017 estabelece agora um corredor de crescimento para a tecnologia de energia solar fotovoltaica, através de incentivos e restrições simultaneamente (Fraunhofer, 2020). Por exemplo, novos sistemas fotovoltaicos até 100 kWp recebem uma tarifa fixa de alimentação, mas para novos sistemas fotovoltaicos entre 100 e 750 kWp, a eletricidade deve ser vendida diretamente na rede, com remuneração na forma de prêmios de flexibilidade. Enquanto isso, novos sistemas fotovoltaicos superiores a 10 MWp não receberão mais suporte financeiro. Para instalações existentes em telhados, a tarifa de alimentação de 0,1231 €/kWh é garantida para os próximos 20 anos. Finalmente, para as instalações fotovoltaicas existentes, a taxa depende do contrato de licença; o valor mínimo estabelecido para as instalações com capacidade instalada inferior a 10 MWp foi de 0,0626 € / kWh.

De acordo com Fraunhofer (2020), na Alemanha em 2015, a tarifa média de alimentação para a geração fotovoltaica foi de 0,33 €/kWh, incluindo as instalações mais antigas. A expectativa é que os primeiros contratos terminados em 2020 contribuam para a redução de custos para todos os novos entrantes no mercado. Deve-se notar que em 2011 novas instalações de grande escala atingiram a paridade de rede e em 2012 novas instalações de geração distribuída também atingiram essa paridade na Alemanha.

Comparando o custo da eletricidade não residencial nos 28 países europeus e o custo da eletricidade fotovoltaica no leilão de junho de 2018 na Alemanha, é possível ver que a paridade também é uma possibilidade viável para outros países. A Figura 5.3 mostra a comparação entre o preço da eletricidade para os consumidores não residenciais e o custo das novas instalações fotovoltaicas distribuídas na Alemanha. O custo da geração de energia fotovoltaica distribuída permanece abaixo do preço médio da eletricidade em todos os países, mesmo excluindo o IVA, os custos da rede e outros impostos.



Fonte de dados: (Eurostat 2018, Bundesnetzagentur, 2018)

Figura 5.3 Comparação dos preços da eletricidade para consumidores não domésticos e produção de custos de PV fotovoltaicos (segundo semestre de 2017)

Itália

Em 2017 foi anunciado um ambicioso plano do governo italiano de descarbonização da economia; no setor elétrico, a geração fotovoltaica tem papel fundamental, sendo responsável por 39% da carga em 2030 (72 TWh), o que significa um crescimento de pouco mais de duas vezes da geração de 2015 (Ministero dello Sviluppo Economico Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2017).

Conforme IEA-PVPS (2019), o anúncio deste plano tem gerado expectativa de que sejam lançadas novas medidas de incentivo. Um dos mecanismos de incentivo para a energia solar em 2018 foi fiscal, com isenção de impostos aplicada ao setor residencial, o que em 2018 levou a um crescimento de 40% na capacidade instalada deste setor. Também são mecanismos de incentivo na Itália o *Scambio Sul Posto*, *Ritiro Dedicato* e *Sistemi Efficienti di Utenza*, sendo o primeiro um tipo de netmetering em que o equilíbrio entre a eletricidade gerada e consumida é feita pelo preço da eletricidade em cada momento, é o chamado *net billing*. O segundo é uma possibilidade de venda a rede em alternativa ao mercado, mas os custos não estão tornando uma alternativa muito atraente e o terceiro é uma possibilidade de transação direta entre produtor e consumidor final (IEA-PVPS, 2019).

Na Itália, um mecanismo de tarifas feed-in chamado “Conto Energia” estava em vigor entre 2006 e 2013 (Di Dio *et al.*, 2015). O programa sofreu uma série de revisões, experimentando fases de sucesso e fracasso. A maioria das instalações apoiadas pelo esquema foi na parte norte do país; no entanto, os investimentos em grandes instalações ocorreram na parte sul do país, e consequentemente, a maior parte da produção PV suportada pelo FIT está no sul.

Outros países

O esquema de certificados de comércio verde no mercado de eletricidade da Suécia, segundo (Bergek & Jacobsson, 2010), quase alcançou a meta de geração de eletricidade verde, mas o custo para os consumidores e os custos de transação foram maiores do que o esperado. O principal problema da aplicação deste mecanismo, no entanto, é que os custos de geração mais altos da eletricidade verde são compensados por preços de energia mais altos do que os das fontes convencionais de eletricidade. O preço do certificado, neste caso, é a diferença entre o custo marginal de produção de eletricidade verde em um nível de quota e o custo de geração convencional para a mesma quantidade de eletricidade gerada. Esta não é, no entanto, uma abordagem lógica, em que o custo da eletricidade verde é menor do que o custo da eletricidade convencional.

Ciarreta *et al.* (2017) compararam certificados verdes comercializáveis com o mecanismo de tarifas feed-in na Espanha entre 2008 e 2013; consideraram uma vantagem chave deste esquema ser a variação do preço do certificado de acordo com as diferenças entre a quantidade de eletricidade verde produzida e a meta governamental relevante (energia verde). Esses autores concluem que os certificados verdes comercializáveis poderiam ser mais eficientes e menores do que as FIT no caso espanhol.

Na França, em 2017, foi lançado um concurso para energia solar (Ministère de l'environnement, 2017) com prazos que, após revisão, foram 2017, 2019 e 2020. Os resultados da primeira chamada foram analisados, o concurso resultará em 70 MW de nova capacidade instalada (equivalente a 50

geradores), divididos em 5 tipos. O custo total para o governo será de 5 milhões de euros no primeiro ano de execução e 73 milhões de euros para a duração no restante do contrato (CRE, 2018).

Para Mah *et al.* (2018) os mecanismos de incentivo para o PV de cobertura em Hong Kong devem abordar três dimensões que podem explicar um maior ou menor grau de investimento, aceitação social, adequação técnica e viabilidade econômica. Os impulsionadores para aumentar a implantação seriam, então, econômicos e financeiros, técnicos, sociais, de mercado e institucionais / regulatórios. Os autores citaram a disponibilidade pública de mapas solares, políticas de pesquisa e desenvolvimento ou fortalecimento da aplicação legal para liberar áreas ocupadas ilegalmente para instalações como exemplos de adequação técnica. Os facilitadores econômicos / financeiros citados são subsídios para reduzir o custo inicial do investimento.

No caso brasileiro, Dantas *et al.* (2018), tentaram identificar os principais mecanismos que poderiam afetar a rede inteligente; avaliaram os principais fatores através de uma pesquisa Delphi com especialistas nacionais e concluíram que seria necessário “Políticas de Incentivo à Promoção do Gerenciamento da Demanda, Geração Distribuída e Armazenamento ” e “Garantir Viabilidade e Promover a Adoção de Inovações Tecnológicas ”.

5.4 Mecanismos de incentivo à promoção da energia solar: novas propostas para metas mais ambiciosas de implantação solar no Brasil

A presente seção está estruturada da seguinte forma: a subseção um apresenta a forma como os resultados do modelo TIMES_BR_light foram usados para derivar as metas de energia solar para o Brasil no período até 2040, considerando a geração solar centralizada fotovoltaica, distribuída e solar térmica concentrada (também chamada de CSP – *Concentrated Solar Power*); a subseção dois propõe, a partir de um estudo de caso, instrumentos de incentivo, no âmbito de políticas futuras, que permitirão atingir aquelas metas de energia solar.

5.4.1 Definição de metas de implantação da energia solar

Mah *et al.* (2018) destacaram que o estabelecimento de uma meta solar é importante para dar aos investidores sinais claros, coordenação de políticas e definição de termos de novos modelos de negócios. O objetivo desta seção é usar os resultados da eletricidade gerada por fonte no modelo TIMES_BR_light até 2040 com uma restrição de emissões para mostrar a viabilidade e as vantagens do vetor solar. Uma maneira de seguir este caminho poderia ser ter uma meta de implementação de uso de energia solar pelo sistema elétrico brasileiro e mecanismos de incentivo para viabilizar tal meta. Uma meta solar nos anos 2030 e 2040 poderia representar a melhor relação custo-eficácia das tecnologias solares em comparação com outras tecnologias de energia e ainda uma redução de emissões de efeito estufa para o setor de energia, seguindo a expectativa do Acordo de Paris. Portanto, esta seção apresenta até que ponto o Brasil pode alcançar a produção de eletricidade a partir de recursos solares e quais são as políticas potenciais para alcançar esse potencial

Esta seção apresenta os níveis mais custo-eficazes para a implantação de energia solar, considerando o limite de emissões de CO₂; o exercício de modelagem do TIMES_BR_light, descrito no capítulo 4 desta tese forneceu uma configuração ideal de implementação tecnológica com a minimização dos custos totais do sistema, de acordo com o horizonte de tempo da pesquisa (2013-2050). A solução mais custo-eficaz de fornecimento de energia é encontrada para atender à demanda projetada de energia. Os resultados da quantidade de eletricidade gerada por fonte (centralizada em PV, PV distribuída e CSP) nesta solução ótima são a base das metas solares consideradas. A geração de energia solar fotovoltaica centralizada projetada para 2030 é de 273 PJ, para 2040 de 808 PJ e para 2050 de 1.174 PJ. Atingindo 18% da produção total de eletricidade em 2040, o que demonstra a competitividade da energia solar.

Tanto os níveis de implementação quanto os mecanismos são apresentados até 2040 e não até 2050 porque a distância do tempo da projeção em relação ao momento presente está diretamente relacionada ao grau de incerteza. O segundo motivo para incluir 2040 e não limitar a 2030 é porque a intenção era propor mecanismos que permitissem uma alteração disruptiva de geração solar como aquela que acontece entre 2030 e 2040 no CSP. O ano de 2050 não foi considerado, portanto, nesta seção por ser considerado com um grau de incerteza muito elevado e também porque entre 2040 e 2050, usando os pressupostos do modelo e limitando as emissões apenas à geração de eletricidade, observa-se uma leve deseletificação entre 2030 e 2040 (2%) mas observa-se uma deseletificação mais consistente entre 2040 e 2050 - cerca de 7%.

A Figura 5.4 mostra o total de eletricidade gerada por fonte de energia, verificando-se que a maioria dos combustíveis fósseis são eliminados, exceto o gás natural, que tem um aumento modesto. A energia eólica aumenta até 2030 e depois estabiliza devido ao facto de o potencial máximo ser atingido. A bioeletricidade, nomeadamente com origem na cana-de-açúcar aumenta. A energia solar apresenta o crescimento mais expressivo.

Neste exercício, as metas assumem um cenário de limitação de emissões no setor de energia equivalente à redução do total de emissões no Contribuições Nacional Determinadas ao Acordo de Paris, i. e., uma redução de 43% a partir de 2030 em comparação com 2005, ou seja, para 2040 e 2050 há o mesmo teto de emissões imposto para 2030. Vale a pena notar que esta redução é mais ambiciosa do que a redução projetada nas Contribuições Nacionais Determinadas (emissões em 2030 de 20 Mt CO₂eq, em vez de 73Mt CO₂eq (EPE, 2016f). O objetivo é explorar a relação custo-benefício da energia solar para contribuir para a solução do atual “duplo desafio” brasileiro de gerar mais eletricidade sem contribuir para o aumento das emissões de gases de efeito estufa, seja pelo desmatamento da Amazônia seja pelas emissões diretas. A limitação das emissões por via do maior uso de geração solar permite testar a hipótese de que a energia solar pode contribuir com uma maior ambição dos compromissos do País no âmbito do Acordo de Paris em comparação com outras configurações do sistema energético suportado por outras fontes de energia

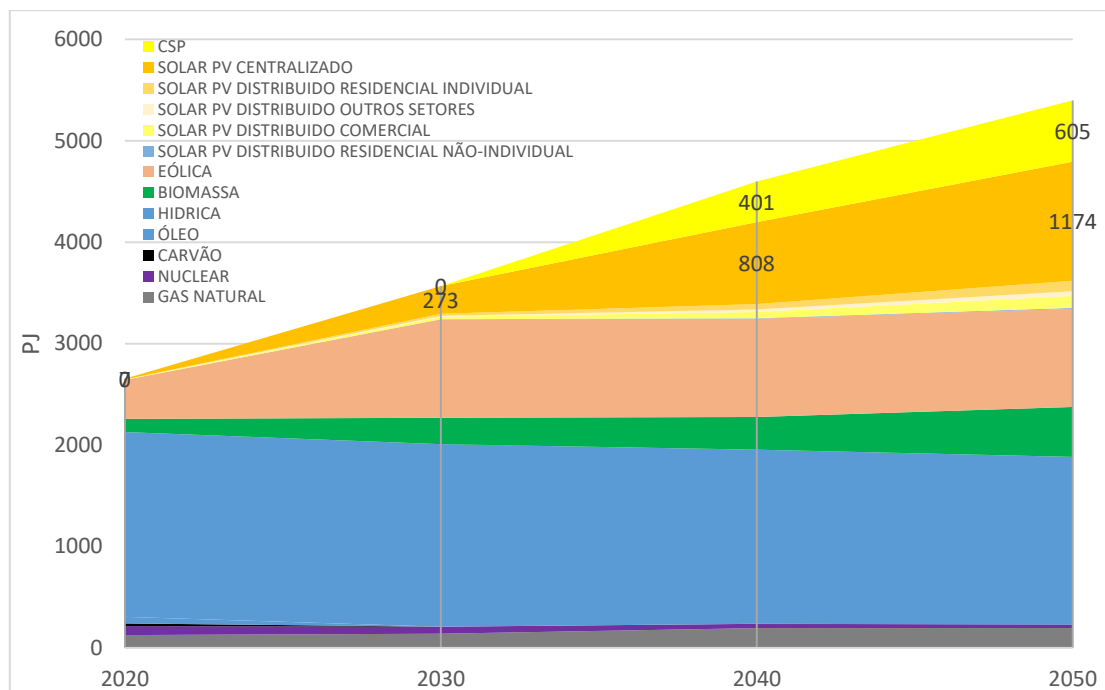


Figura 5.4 - Eletricidade gerada pelo modelo TIMES_BR_light com um teto de emissões a partir de 2030

Os resultados gerados pelo modelo indicam as opções solares custo-efetivas, conforme detalhado na Tabela 5.5, relativas à capacidade instalada e à geração de eletricidade solar. A tecnologia solar mais custo-eficaz, surgindo mais cedo, é a geração centralizada PV devido ao menor custo de investimento e maior potencial endógeno. Com o aumento esperado na demanda por eletricidade, a tecnologia CSP passaria a ser custo-eficaz em 2040. As opções distribuídas não são tão caras quanto a CSP, mas têm um potencial limitado, considerado após a revisão da literatura, por isso a sua participação é limitada mesmo com uma maior demanda de eletricidade em 2040.

Tabela 5.5 – Potencial custo-eficaz da energia solar para o sistema elétrico brasileiro em 2030 e 2040 gerado pelo modelo TIMES_BR_light

	Potencial econômico de energia solar					
	Ano	Unidade	Eletricidade solar total	PV-Centralizada	CSP	PV-Distribuída
Capacidade instalada	2030	GW	65	48	0	9
	2040		289	170	96	23
Produção	2030	TWh	91	76	0	15
	2040		325	224	111	40

Na construção do modelo foram usados como pressupostos os potenciais endógenos máximos para cada tecnologia, conforme apresentado no capítulo 3 (seção 3.3). Os potenciais endógenos máximos (tabela 3.5) quando comparados com os resultados em termos dos potenciais mais custo eficazes mostram que apenas o PV distribuída é atingido. O potencial endógeno máximo de capacidade instalada utilizado no modelo para geração fotovoltaica na escala centralizada foi de 75 GW em 2030 e 220 GW em 2040. Para energia solar térmica concentrada – CSP (isto é, usando um cilindro parabólico com 6 horas de armazenamento) foi considerado um potencial endógeno máximo de 20 GW em 2030 e 150 GW em 2040. Para o caso do PV distribuído, o potencial endógeno máximo em 2030 será de 8,73 GW e em 2040 de 22,74 GW. Como as perdas de transmissão e distribuição são contabilizadas, o modelo considera a tecnologia mais eficiente e a utiliza até o potencial máximo.

No que diz respeito às emissões de gases de efeito estufa, a adoção deste cenário com redução de emissões a partir de 2030, chamado de CAP, apresenta em 2030 emissões similares ao cenário de referência REF detalhado no capítulo 4. Em 2040, a adoção deste cenário CAP permitiria a manutenção das emissões em um nível mais baixo, representando uma redução de emissões de 27% em 2040 em relação ao REF, enquanto no REF a intensidade carbônica da geração de eletricidade em 2040 seria de 20,52gCO_{2eq}/kWh, no cenário CAP esta intensidade seria de 15,32gCO_{2eq}/kWh, uma redução de 25% na intensidade carbônica da matriz elétrica.

5.4.2 Mecanismos de incentivo à energia solar: propostas de política pública

Esta seção tem por objetivo apresentar sugestões sobre um conjunto de mecanismos de incentivo à utilização de energia solar em larga escala no Brasil. As metas usadas para a quantificação do tamanho e do custo de cada mecanismo foram aquelas identificadas no modelo TIMES_BR_light conforme descrito na seção anterior. A Figura 5.5 ilustra a abordagem metodológica para a identificação de mecanismos de incentivo para cada opção de tecnologia solar (centralizado em PV, PV distribuído e CSP), pelas razões detalhadas a seguir. Para o PV centralizado, considera-se como melhor solução a continuidade dos leilões em uma base regular com um incremento substancial da capacidade contratada em cada leilão - os resultados dos leilões anteriores mostraram que o investimento privado está disponível no mercado e que a competitividade causou uma redução significativa no custo da eletricidade.

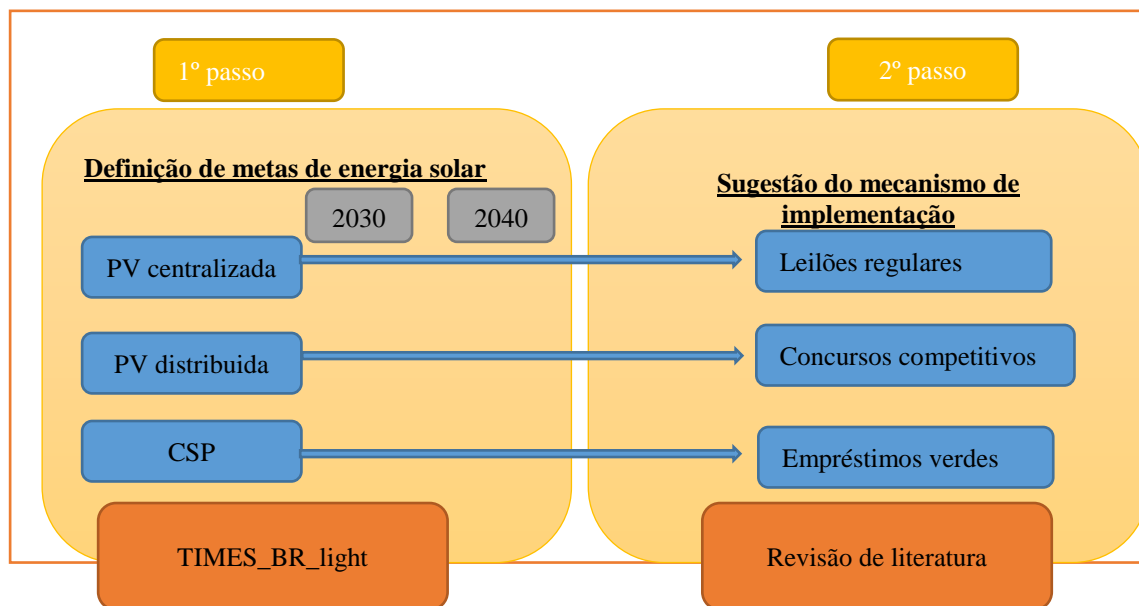


Figura 5.5 – Estrutura metodológica da proposta de mecanismos de incentivo à energia solar

Esses mecanismos de incentivo são analisados em termos de custo, capacidade de aderir aos requisitos das partes interessadas e viabilidade regulatória dentro do contexto da política energética brasileira.

5.4.2.1 Leilões para geração centralizada PV

Considerando os resultados do modelo de otimização para atingir um limite de 43% de redução de emissões no setor de energia brasileiro em 2030 (comparado com as emissões em 2005), a geração centralizada solar fotovoltaica pode contribuir significativamente conforme apresentado na Tabela 5.5. Para atingir a melhor relação custo-benefício na implantação da tecnologia é sugerido como mecanismo de incentivo, a aceleração dos leilões. Este mecanismo representa a melhor opção para geração centralizada PV não apenas por ser o *modus operandi* do sistema elétrico brasileiro, mas também porque os preços obtidos nas experiências anteriores de leilões de energia solar são baixos e com tendência declinante tal como discutido na seção 5.2 acompanhado por um crescimento no número de propostas de investimento apresentadas. Vale recordar que os leilões passam a ser a forma de contratação de geração de eletricidade a partir de 2004 como resposta à limitação de oferta de eletricidade enfrentada pelo país em 2001. Eles são, então, uma forma de atrair investimentos privados em infraestrutura a preços competitivos historicamente e, só posteriormente, é que são mecanismos de incentivo a geração renovável. Toda a capacidade instalada de PV centralizada é atualmente oriunda de leilões conforme demonstrado na Figura 5.2. Portanto, por ter se demonstrado um mecanismo eficiente para a atração de investimento e competitividade de custos, este foi o mecanismo considerado ideal para a geração PV centralizada.

Se o ritmo de leilões solares semelhantes a 2018 se mantiver (ou seja, 3,5 TWh de eletricidade adicional por ano, supondo que a operação comece quatro anos após a licitação), pode-se esperar uma quantidade de eletricidade em 2030 de 36,7 TWh e 66,5 TWh em 2040. Os valores são insuficientes para atingir o potencial custo-eficaz identificado (76 TWh em 2030, 224 TWh em 2040), o que significa que há espaço para um esquema mais ambicioso, propondo-se por isso a aceleração deste mecanismo de leilões.

Em 2030 os leilões solares devem contratar a geração de pelo menos 38,77 TWh a mais do que a quantidade contratada atualmente, com uma taxa sustentada de novos leilões continuando a gerar 3,5 TWh/ano. Isso significa que são necessários cerca de 5,6 TWh adicionais por ano nos leilões a realizar no período 2019-2026 e um adicional de 11,3 TWh por ano entre 2027 e 2036. Estes valores são substancialmente mais elevados do que o valor contratado em 2018, citado no 27º LEN (cf. Tabela 5.2). No entanto, a quantidade total de projetos viáveis (habilitados) apresentados nos 25º e 27º LEN foi de 80,1TWh ou 20 TWh/ano (EPE, 2017a), o que indica que o atual potencial de mercado pode estar sub-explorado.

A Figura 5.6 apresenta todos os contratos centralizados (PV-US) de eletricidade nos leilões anteriores, o bloco cinza na parte inferior, a geração total de eletricidade PV-US de leilões futuros no mesmo ritmo de 2018 (novos contratos de 3,5 TWh /ano). As barras amarelas indicam o potencial custo-eficaz do PV-US a ser implantado e a área azul claro indica o aumento adicional necessário a ser feito para cumprir a implantação ideal da tecnologia. A barra vermelha indica o total de propostas habilitadas nos leilões anteriores em 2017, ou seja, a quantidade oferecida nas propostas habilitadas já supera a meta proposta para 2030.

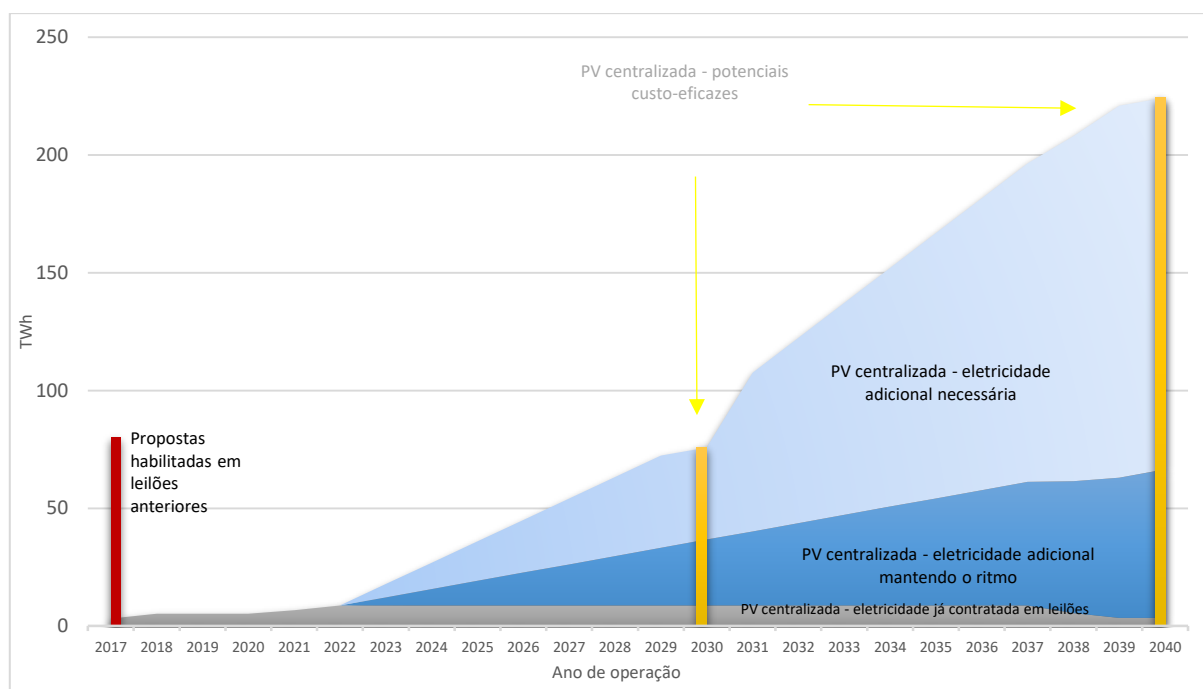


Figura 5.6- Geração centralizada fotovoltaica: contratação de eletricidade por meio de leilões

Para dar sinais claros ao mercado de que se trata de um mecanismo de incentivo à energia solar consistente e continuado, a aceleração poderia ser feita em duas fases. A primeira entre 2019 e 2026 com uma contratação anual adicional de 5,2 TWh além da continuidade do ritmo de leilão de 2018, mostrado na Tabela 5.6. Numa segunda fase, a aceleração seria maior, os novos contratos anuais deveriam ser 11,3 TWh acima do ritmo dos leilões de 2018, no período entre 2027 e 2036. Os contratos aqui considerados são feitos quatro anos antes do início da operação da tecnologia, de forma que, com este esquema, em 2040 todo o potencial mais rentável da tecnologia seria implantado.

Tabela 5.6 – Síntese do mecanismo aplicado ao fotovoltaico centralizado

Ano do leilão	Unidade	Total de nova eletricidade A SER CONTRATADA ANUALMENTE (A + B)	A. Manter ritmo de leilão	B. Aceleração nos leilões
2019-2026	TWh	8,7	3,5	5,2
2027-2036		14,8	3,5	11,3

Na primeira fase, a aceleração dos leilões seria consistente com o volume de propostas que já tem sido apresentada em leilões anteriores, mas que não foram vencedoras - cerca de 4 TWh/ano. A segunda fase, todavia, dependerá fortemente da conjuntura macroeconômica nacional e internacional na segunda metade da década de 20 do século XXI. Atualmente, parece haver interesse internacional para contratação de geração solar como ficou demonstrado no leilão solar que ocorreu em Portugal em julho de 2019, quando o preço da eletricidade sofreu o maior decréscimo já registrado, tendo sido em média cerca de 66% abaixo do custo inicialmente estabelecido, demonstrando o interesse dos investidores internacionais em projetos de geração solar fotovoltaica centralizada em leilões. Entre 2018 e 2019, o aumento da geração de eletricidade solar no México foi de mais de 9 TWh (IEA, 2020), fruto dos leilões ocorridos em 2017.

5.4.2.2 Concursos competitivos para CSP

Para a implementação da geração de eletricidade solar térmica concentrada, CSP, sugere-se a adoção de concursos para atribuição de tarifa bonificada (FIT), em ambiente de livre contratação. Este mecanismo de incentivo assemelha-se ao que é usado em França (*Appel d'offres*) e será denominado “modelo francês”. Trata-se de um mecanismo competitivo de incentivo para investidores em geração baseada em CSP com pré-contratos com consumidores livres. Para os investidores, o mecanismo garante que a taxa de retorno seja equivalente ao investimento térmico fóssil, enquanto para o consumidor o mecanismo garante acesso a uma fonte de eletricidade despachável e renovável ao custo da eletricidade fóssil, e para o sistema elétrico como um todo permite a diversificação das fontes de geração e a criação de um mercado para uma tecnologia inovadora. Neste mecanismo é importante que os prazos e as condições de atribuição da bonificação sejam claros e definidos com grande antecedência, que pode chegar a anos, permitindo um certo grau de previsibilidade dos mecanismos de incentivo para os investidores. Por ser uma tecnologia ainda não madura, precisa dar garantias ao investidor para apostar no seu desenvolvimento como forma de criar escala e consequentemente baixar o preço no futuro.

A geração de energia térmica (CSP) em larga escala é uma tecnologia ainda cara e, portanto, sugere-se o mecanismo de incentivo que busca neutralizar esta diferença de custos perante os investidores e que é competitivo. São abertas chamadas de propostas que são usadas para selecionar as melhores ofertas em termos de preço de investimento, qualidade técnica e localização. Os vencedores concordam diretamente com os consumidores, em um ambiente de mercado livre, e o governo paga a diferença entre os custos tecnológicos mais altos e os custos alternativos, por exemplo, o gás natural. Essa abordagem é semelhante a uma tarifa *feed-in*, mas com uma abordagem competitiva. A racionalidade por trás desse mecanismo é o aumento da diversidade tecnológica na implantação de eletricidade, utilizando o enorme potencial endógeno em uma fonte renovável inovadora, eficiente, armazenável e despachável.

O mecanismo FIT implicará, num primeiro passo, o estabelecimento de pré-contratos de compra direta de energia entre consumidores e geradores para a energia solar térmica. Um segundo passo requererá um processo competitivo de licitação para selecionar os melhores projetos técnico-econômicos. Estes projetos seriam elegíveis para apoio financeiro do sistema como um todo. Os recursos seriam oriundos de uma revisão dos fundos setoriais para compensar os custos tecnológicos mais altos. A diferença a ser paga seria calculada pela subtração do custo unitário de energia elétrica solar térmica e da fonte térmica fóssil, o gás natural. A elegibilidade para participação no concurso de atribuição da tarifa bonificada incluiria a existência de um contrato de fornecimento entre a geradora e a empresa consumidora ou distribuidora. A vantagem de participar desta licitação para o gerador seria uma receita complementar, além dos pagamentos de eletricidade.

Os custos do mecanismo foram estimados tendo em conta uma redução prevista dos custos de eletricidade do CSP entre 2020 e 2030 de 55% (ETSAP, 2013). Assumindo custos de eletricidade gerada por CSP (EPE, 2016a), o custo final em 2040 seria de US\$ 90,00/MWh (R\$ 335,00/MWh) e custos de eletricidade gás natural de R\$ 213,00/MWh, conforme o 27º LEN (leilão de energia nova),

isso resultaria em uma diferença de R\$ 122,00/MWh, sendo este o valor usado para a estimativa dos custos do mecanismo.

A Tabela 5.7 sugere três fases para a adoção deste mecanismo de incentivo que considera que os geradores receberão o valor do contrato de potência e energia no mercado livre mais a diferença entre o custo da energia produzida na planta de CSP e o custo de energia no mais recente leilão de gás natural. As três fases são diferentes pela data de início da operação, pela ambição da meta de implementação dos projetos CSP e pelo grau decrescente do nível do incentivo, medido pelo percentual da diferença entre térmica solar e térmica fóssil a ser recebido pelos geradores CSP. Para a caracterização de cada fase quanto ao grau de incentivo foram usados os valores 110%, 100% e 90% diferença de custos para as primeira, segunda e terceira fases, respectivamente, porque na idealização deste mecanismo o grau de incentivo deveria ser decrescente ao longo do tempo, não poderia estar muito distante da diferença (100%) para atrair os investidores para a nova tecnologia mas deveria apresentar alguma vantagem em relação ao gás natural em um primeiro momento para premiar os investidores *first movers*.

Tabela 5.7 – Licitações competitivas para a tecnologia CSP para realizar o caminho de implantação solar até 2040

Fase	Data limite para submissão de proposta	Meta (TWh)	Ano de operação	Diferença de custo estimada entre CSP e geração de energia a gás a ser paga aos geradores
Inicial	2025	7	2030	110%
Madura	2030	53	2035	100%
Final	2035	69	2040	90%

Na fase inicial, o custo do mecanismo seria de R\$ 939 milhões por ano, montante similar ao subsídio nacional pago em 2018 para o carvão nacional (R\$ 771 milhões em 2018) (CCEE, 2019c). O que se propõe é, portanto, uma reorientação dos subsídios ao carvão, no sentido da descarbonização do sistema energético, e diversificação da matriz elétrica nacional.

Comparado ao modelo francês, este novo mecanismo proposto apresenta algumas diferenças, nomeadamente, seria aplicado somente a projetos de energia térmica solar, sem diferenciação setorial ou de tamanho. Os critérios para calcular o subsídio podem seguir diferentes opções. No caso francês, este cálculo considera o número de horas em que o preço à vista é positivo ou zero, multiplicado pelo preço da eletricidade do requerente (em €/MWh), menos o preço da eletricidade referenciado de todos os produtores de eletricidade solar. O modelo aqui proposto para o caso do Brasil compara o custo da geração solar térmica com o custo da geração fóssil térmica (gás natural) e o sistema pagará a diferença mensalmente ao produtor em R\$/MWh, enquanto o consumidor pagará o custo similar a geração térmica fóssil. Os contratos poderão ser de 20 anos, por exemplo, e deverão incluir cláusulas de desindexação da tarifa bonificada do preço do gás natural, caso este supere determinados parâmetros a serem definidos.

A proposta de um novo mecanismo de incentivo, como licitações competitivas, permite que a política pública defina qual a tecnologia que receberá o incentivo e os calendários associados, e decida onde a carga será instalada. O submercado Nordeste Brasileiro é a região mais apropriada para o desenvolvimento deste mecanismo porque tem a maior irradiação e existem alguns custos de congestionamento já observados.

Considera-se que este mecanismo poderia ter êxito no contexto da realidade brasileira uma vez que as condições para isso seriam principalmente o crescimento do mercado livre, adesão por parte dos investidores de um mecanismo de FIT e revisão do marco regulatório especialmente nas contas setoriais. Observa-se um crescimento do mercado livre, o consumo no mercado livre de eletricidade cresceu 8% a nível nacional e 35% na região Nordeste entre 2017 e 2018 (EPE, 2019a), onde ocorreriam os pré-contratos. Finalmente considera-se que este mecanismo seria viável pois a discussão acerca da revisão do marco regulatório já teve início (MME, 2018) e tende a ser retomada após a superação dos constrangimentos institucionais enfrentados pelo país na atual gestão.

5.4.2.3 Empréstimos verdes para geração fotovoltaica distribuída

Para a geração de eletricidade distribuída fotovoltaica, sugere-se a ampliação de um programa de empréstimos verdes existente, administrado por uma instituição financeira oficial, já que a paridade da rede já foi alcançada e a tecnologia requer um grau de suporte temporário para lidar com os custos iniciais. Essa solução poderia favorecer pequenos investidores o que pode ajudar a aumentar a segurança do sistema, sem emissões de GEE e incentivar a indústria nacional.

O mecanismo proposto para a implementação da energia fotovoltaica distribuída é a continuidade e intensificação de um empréstimo bancário com condições especiais para os consumidores que desejem instalar geração distribuída nas suas edificações, o chamado empréstimo verde. Um dos bancos oficiais no Brasil, o Banco do Nordeste, lançou um programa de empréstimos em 2016 com taxa de juros reduzida e longo prazo de retorno (12 anos), denominado FNE Solar.

Entre maio de 2016 e outubro de 2018 o FNE-Sol financiou 770 projetos totalizando R\$ 124 milhões para clientes não residenciais (Banco do Nordeste, 2018), o que revela uma forte adesão do mercado a este mecanismo. O programa foi aberto para clientes residenciais em 2019, mas ainda não foi possível ter acesso aos dados de adesão ao programa.

Como as informações sobre as características técnicas dos projetos não foram disponibilizadas, para estimar o total de capacidade instalada distribuída de energia fotovoltaica e eletricidade gerada, foi utilizado o preço das instalações distribuídas no setor comercial de R\$ 4,31/Wp em junho de 2018 (Greener, 2018). Com custo total e custo por watt, a estimativa de instalação suportada pelo programa FNE-Sol é de 29 MW de capacidade instalada atualmente em operação. Utilizando 20% de fator de disponibilidade, estima-se 51 GWh de produção anual de eletricidade no nível de distribuição nos 770 projetos existentes, o que significa um custo de R\$ 2,44 milhões/GWh em média nos projetos existentes, a partir da Eq. 4.

$$\text{custo do mecanismo por Wh} = \left(\frac{\text{Custo total do programa}}{\text{custo de investimento por W}} \right) * 8760 * \text{fator de disponibilidade} \quad (\text{Eq. 4})$$

O potencial de geração distribuída solar derivado do modelo de otimização de energia para o Brasil é estimado em 16,7 TWh em 2030 e 44,7 TWh em 2040. Para atingir este potencial custo-eficaz em 2030, a eletricidade adicional gerada anualmente deveria ser de 1,385 GWh, exigindo R\$ 3,4 bilhões disponíveis para empréstimo anualmente até 2030. Para 2040, seria necessário um total de R\$ 6,86

bilhões de apoio financeiro anuais. O valor necessário disponível para empréstimos em 2030 seria 27 vezes superior aos empréstimos já realizados, representando cerca de um quarto do total de empréstimos realizados pelo Banco do Nordeste no Programa FNE como um todo, que foi superior a R\$ 12 bilhões (Banco do Nordeste, 2018).

Considerando-se que é um empréstimo, o custo do mecanismo deve ser calculado com base na diferença da taxa de juros. O atual esquema de empréstimo FNE-Sol tem uma taxa de juro anual mais baixa do que a taxa de juro média anual do país, 1,67% e 6,5%, respectivamente. Considerando apenas essa diferença e não considerando quaisquer custos de transação, pode-se estimar que o custo do mecanismo em 2016 terá sido de aproximadamente R\$ 1,9 milhão e em 2040 será de R\$ 3,3 bilhões. A Tabela 5.8 mostra a lógica de cálculo do custo do mecanismo. Inicialmente foi definido o valor a ser atingido em geração apoiada pelo mecanismo em 2030 e 2040, coluna C, 16,7 TWh e 44,7 TWh, respectivamente. Estes valores foram anualizados, considerando dois períodos, para calcular o valor a ser emprestado a cada ano, coluna D da tabela. Finalmente, considera-se a carência de 12 anos do mecanismo, ou seja, o valor em serviço, aquele que foi emprestado, mas não foi devolvido ainda, está representado na coluna E. e representa o total emprestado até o ano mais o emprestado no ano, no 13º ano começa a ser devolvido. O custo do mecanismo é a diferença entre as taxas de juros média nacional B. menos a taxa de juros do programa, coluna A multiplicado pela coluna E. Os empréstimos são fornecidos por um banco público de desenvolvimento regional com recursos públicos para empresas privadas.

Tabela 5.8 – Mecanismo de empréstimos verdes

Ano	A. Taxa de juro anual FNE Sol	B. Taxa de juro média anual do país	C. Energia elétrica a ser gerada a mais por ano	Energia elétrica total distribuída apoiada pelo mecanismo	D. Valor disponibilizado para empréstimo	E. Valor em serviço (12 anos de carência)	Custo do mecanismo
			GWh		em milhões de R\$		
					[C*2.44]	D _t +E _{t-1}	[E*(B-A)]
2019	1,67%	6,5%	1385	1385	3400	3400	2
2020			1385	2770	3400	6800	4
2021			1385	4155	3400	10200	6
2022			1385	5540	3400	13600	169
2023			1385	6925	3400	17000	332
2024			1385	8310	3400	20400	495
2025			1385	9695	3400	23800	658
2026			1385	11080	3400	27200	821
2027			1385	12465	3400	30600	984
2028			1385	13850	3400	34000	1147
2029			1385	15235	3400	37400	1310
2030			1385	16620	3400	40800	1473
2031			2811	19431	6858	44258	1636
2032			2811	22242	6858	47716	1797
2033			2811	25053	6858	51174	1959
2034			2811	27864	6858	54632	2287
2035			2811	30675	6858	58090	2455
2036			2811	33486	6858	61548	2623
2037			2811	36297	6858	65006	2791
2038			2811	39108	6858	68464	2959
2039			2811	41919	6858	71922	3127
2040			2811	44730	6858	75380	3295

O Banco do Nordeste (Banco do Nordeste, 2019) afirmou que a taxa de demanda por empréstimos no programa FNE Sol estava abaixo do recurso disponível para o programa e que se a demanda por tais empréstimos aumentasse, o banco poderia redirecionar recursos de outros programas para este. No

futuro, com o crescimento do mercado, outras opções financeiras para investimento em geração distribuída podem ser projetadas.

Considera-se o mecanismo viável para a geração distribuída pois, com o decréscimo do custo de investimento a paridade com o custo da rede foi atingida em praticamente todos os estados, sendo uma escolha racional para os consumidores que com este mecanismo podem identificar formas de superar a questão dos custos iniciais de instalação. Estes projetos estariam incluídos no sistema de *netmetering*, descrito na secção 5.2., sendo a eletricidade gerada nos edifícios, consumida nos próprios edifícios e o excesso a ser injetada na rede. No que diz respeito ao impacto desta geração distribuída na rede, a avaliação ao nível das subestações vai além do escopo deste trabalho, mas os dados históricos que relacionam o crescimento exponencial da geração distribuída ao nível os municípios e as falhas da rede, apresentados no capítulo 4, mostram que não é possível observar umnexo causal entre o aumento da geração distribuída e um decréscimo da qualidade da eletricidade fornecida na rede.

5.5 Discussão sobre os mecanismos de incentivo propostos

O objetivo desta seção foi propor elementos de uma política de promoção da energia solar de forma a ser viável alcançar as metas de implementação de energia solar estimadas como custo-eficazes no sistema elétrico brasileiro. Foram propostas metas para eletricidade gerada de fonte solar para dois momentos no tempo - 2030 e 2040 - e considerando três opções tecnológicas - solar fotovoltaico em escala centralizada, solar fotovoltaico em nível distribuído e energia solar térmica concentrada ou CSP. A contribuição do trabalho serve como ponto inicial de discussão, mostrando a possibilidade de crescimento do mercado, e a necessidade de o governo definir metas políticas específicas. As sugestões deste estudo resultam do modelo de otimização integrado do sistema energético brasileiro, representando a solução mais eficiente em termos de custos. Isso considera as premissas previamente explicadas e uma condição adicional, o potencial do setor elétrico brasileiro de reduzir suas emissões para um nível abaixo da previsão oficial, já que a energia solar é parte desse quadro, e essa ambição se reflete nas metas solares. O cenário ora proposto, com limitação das emissões no setor elétrico em 43% inferiores às emissões do setor elétrico em 2005, atingiria uma redução de 25% das emissões de gases de efeito estufa em 2040 em relação ao cenário de referência tratado no capítulo 3, que por sua vez representava uma redução de 80% das emissões para 2030, tabela 4.4, não foram identificadas projeções oficiais das reduções de emissões para 2040.

Atingir as metas propostas de geração solar, embora sejam economicamente eficientes, envolve uma mudança de paradigma de um setor de eletricidade baseado em hidrotérmica para um setor de eletricidade com mais energia solar e eólica. Este processo não é direto, afetará as decisões de investimento público e privado de milhões de diferentes agentes econômicos, grupos cujo comportamento é determinado pela racionalidade econômica e não econômica. As entrevistas com os peritos descritas na secção 3.1 trouxeram a perspectiva da coexistência de mecanismos de incentivo para as diferentes tecnologias e as experiências nacionais e internacionais forneceram exemplos de casos de sucesso para a implementação de diferentes mecanismos de incentivo a geração solar.

Quando os benefícios sociais superam os custos, as políticas públicas são necessárias para desempenhar um papel crucial na transição energética. Este documento sugere uma série de mecanismos de incentivo para a implantação de energia solar, orientados para opções tecnológicas específicas. Os mecanismos são independentes, mas implantá-los em conjunto levará ao alcance das metas de energia solar sugeridas. É provável que durante o desenvolvimento do mercado de energia solar até ao estágio sugerido neste documento, surjam novos modelos de negócios, complementares ou concorrentes o que, consequentemente, trará a necessidade de revisar os mecanismos sugeridos.

O primeiro e segundo mecanismos, “aceleração de leilões” e “licitações competitivas” parecem ter tipos de investidores semelhantes, mas, como explicado na seção 3.1.3, há dois ambientes de mercado diferentes no mercado brasileiro de eletricidade, o regulado e o livre; cada mecanismo aborda um desses ambientes. Atualmente, a maior parte do mercado é regulada, mas o ambiente de mercado livre está cada vez mais em discussão. O primeiro mecanismo sugerido, “aceleração de leilões” ocorre no ambiente regulado existente; no futuro, com o crescimento do mercado livre, considera-se que haverá espaço também para o segundo mecanismo proposto, as “licitações competitivas”.

Para a geração distribuída, o mecanismo “empréstimos verdes” envolve decisões de investimento de muitos agentes econômicos e a taxa de implementação é mais suave. Para representar esse recurso de energia distribuída, o potencial de implantação dessas tecnologias não é constante ao longo do período em análise, crescendo ao longo do horizonte temporal do modelo TIMES_BR_light.

A continuidade e o fortalecimento dos mecanismos de incentivo existentes, como leilões solares periódicos e empréstimos para investimento em geração distribuída, combinados com novos mecanismos, como licitações competitivas e aplicados a tecnologias ainda caras demais para o mercado como o CSP, constituem um quadro eficiente de incentivar a implantação de energia solar em larga escala no Brasil. Esse processo ajudará o país a enfrentar os desafios da crescente demanda e as limitações socioambientais do potencial hidrelétrico, sem aumentar as emissões de gases de efeito estufa. Isso, no entanto, depende de políticas públicas que tenham uma forte receptividade para novas fontes renováveis em larga escala. As práticas atuais e as políticas atuais não são suficientes para alcançar o potencial da energia solar no Brasil.

CAPÍTULO 6

Energia solar para os sistemas isolados no Brasil

6.1 Introdução

Em setembro de 2015, na Conferência das Nações Unidas em Nova Iorque, foi assinado o documento chamado Agenda 2030 cuja tônica principal é um compromisso internacional de busca de objetivos sustentáveis com o lema “ninguém deixado para trás”. Neste mesmo documento foram acordados 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável que deveriam ser buscados por todas as nações, respeitadas as individualidades e beneficiando-se da cooperação entre os países. O Objetivo de Desenvolvimento Sustentável nº 7 diz respeito a Energia: “Garantir acesso à energia acessível, confiável, sustentável e moderna para todos” (ONU, 2015).

Os sistemas isolados de energia no Brasil não estão ainda enquadrados neste objetivo pois, apesar de atenderem 3,25 milhões de cidadãos (EPE, 2018e) estão baseados em geração de eletricidade de forma pouco eficiente, movida a óleo diesel, com preços elevadíssimos, incerteza no abastecimento por conta do regime de chuvas e elevadas emissões de gases de efeito estufa. No âmbito do tema mais *lato* da presente investigação, relativa ao potencial de energia solar no Brasil, este capítulo pretende responder à terceira questão de investigação identificada: Qual o potencial da energia solar para assegurar o acesso à energia dos sistemas isolados no Brasil?

A implantação de sistemas solares é uma opção para atender à capacidade adicional estimada para os próximos anos nos sistemas isolados, considerando que estes devem estar igualmente considerados num processo de transição para uma geração neutra em carbono. Importa começar por identificar o que existe atualmente em operação de energia solar em sistemas isolados no Brasil e extrair sugestões para a transição energética, de forma a incluir os sistemas isolados. O objetivo do presente capítulo é entender a viabilidade da energia solar para atender sistemas isolados. Trata-se de um trabalho exploratório que analisa a capacidade de energia solar para atingir o último 1% da população que não é atendida pelo Sistema Integrado Nacional. São avaliadas algumas experiências ativas usando energia solar em sistemas isolados e um exercício de comparação de custos com mudanças incrementais usando energia solar em cinco sistemas que precisam de incrementos na oferta de eletricidade.

Duas experiências ativas são do Estado do Amazonas, uma no Estado do Amapá, uma do Estado do Pará e uma do Estado de Pernambuco. No Estado do Amazonas será descrita a experiência de instalação de 12 mini-usinas para atendimento de sistemas isolados e também o caso do Lote B do Leilão 002/2016, quando houve uma tentativa de incentivo à geração solar que não logrou êxito. A experiência do Amapá é de uma usina de geração fotovoltaica de maior escala que visa atender o sistema de Oiapoque no extremo norte do litoral brasileiro. A experiência do Pará refere-se à implementação de unidades de geração fotovoltaica distribuída, em telhados. Finalmente, a experiência na ilha de Fernando de Noronha, que faz parte do Estado de Pernambuco no Nordeste, é também descrita. Estima-se que estes sistemas identificados atendam cerca de 0,5% do total da população atendida pelos sistemas isolados.

Para a análise prospectiva do papel da energia solar nestes sistemas, cinco sistemas isolados com previsão de déficit de energia em 2022 são usados para uma análise *what if* onde, para cada um deles,

de acordo com o valor do déficit esperado em 2022 e a localização geográfica, são simuladas opções de atendimento com geradores a diesel e usando energia solar em diferentes configurações. Neste caso são avaliados os custos de energia, de investimento, o volume de combustível e o montante de emissões de gases de efeito estufa. Os resultados desta análise, derivada de cinco sistemas, podem ser considerados para aplicação a outros casos. A figura 6.1 mostra as cinco experiências ativas, classificadas inicialmente pelo sucesso ou insucesso na implantação de energia solar, depois pelo tipo de geração, se centralizada (dentro do sistema isolado) ou distribuída e finalmente se se trata de uma eletrificação em uma comunidade que não tinha eletricidade ou se é uma adição à capacidade existente.

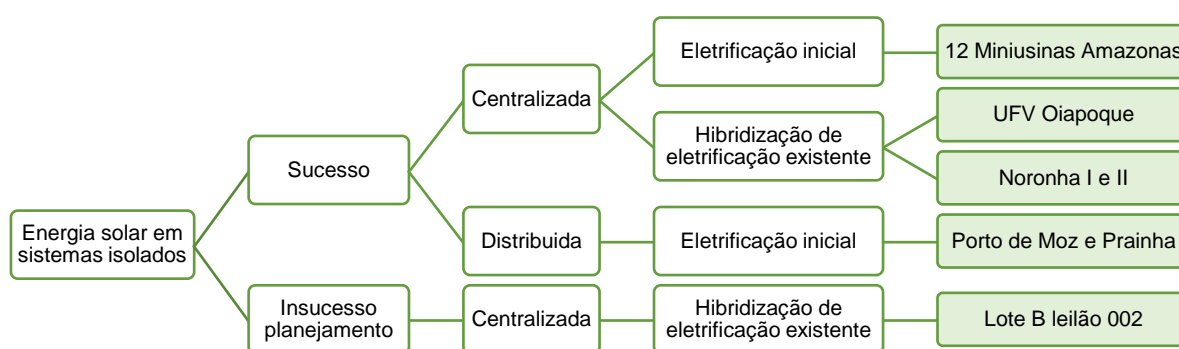


Figura 6.1 - Síntese das experiências concretas de energia solar em sistemas isolados

6.2 Mini Usinas da Amazonas Distribuidora

Entre fevereiro e junho de 2011 entraram em operação doze mini usinas de geração fotovoltaica no Estado do Amazonas, instaladas em 6 municípios, e que atendem 1.060 pessoas em 212 unidades consumidoras. Todas as mini usinas pertencem à empresa Amazonas Distribuidora de Energia S.A. e estão em operação.

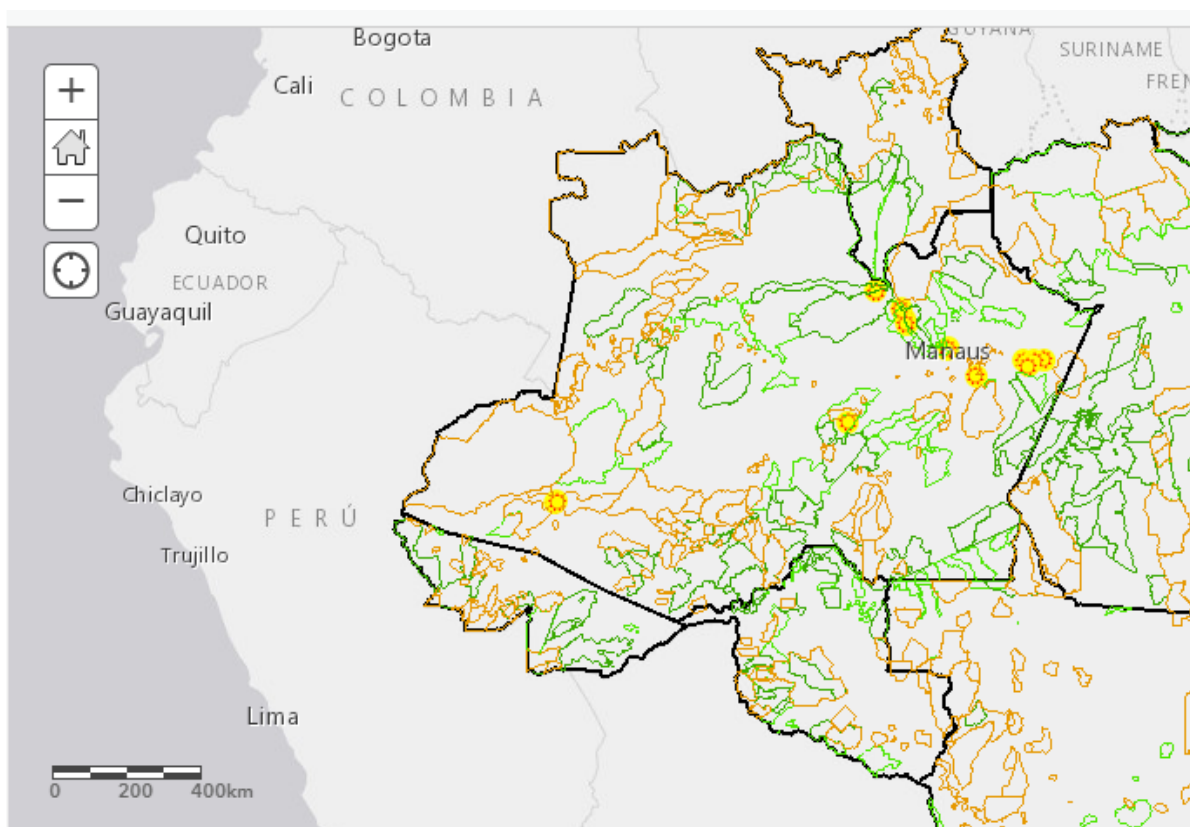
Os projetos têm entre 10,8 kW e 18,9 kW de potência instalada. A Tabela 6.1 mostra que as comunidades com menos unidades consumidoras são as de São Sebastião do Rio Preto e Nossa Senhora do Carmo, com 13 casas atendidas cada; e a comunidade com mais consumidores é a de Bom Jesus do Puduari com 27 unidades consumidoras. Em termos da extensão das mini redes, a maior é a de Mourão com 1200 metros. A disponibilidade de eletricidade para cada unidade consumidora foi estabelecida com base na demanda de 2011 e varia de 34 a 44 kWh por mês por unidade consumidora (UC).

Tabela 6.1 – Mini usinas do Estado do Amazonas

Comunidade	Unidades atendidas	Tamanho da mini rede (m)	Carga kWh/mês.UC	Data de início da operação	Potência instalada kW
Aracari	14	460	37,55	14.02.11	10,80
Sobrado	19	240	37,93	23.01.11	13,50
Bom Jesus do Puduari	27	460	38,99	14.03.11	18,90
Terra Nova	24	740	36,71	18.02.11	16,20
São Sebastião do Rio Preto	13	250	44,06	30.04.11	10,80
Nossa Senhora do Carmo	13	270	34,58	24.05.11	10,80
Mourão	20	1200	36,39	08.04.11	13,50
Santo Antônio	15	720	36,06	03.06.11	10,80
Nossa Senhora de Nazaré	15	630	38,71	07.05.11	10,80
São José	17	380	36,40	26.05.11	13,50
Santa Maria	23	270	38,19	19.04.11	16,20
Santa Luzia	22	320	36,40	14.05.11	16,20

Fonte de Dados:(Amazonas Energia S. A., 2009; ANEEL, 2019b; Eletrobrás, 2018a, 2018b, 2019)

As comunidades que receberam as mini usinas só podem ser acessadas por meio fluvial e estão localizadas dentro ou no entorno de Unidades de Conservação (federais, estaduais ou terras indígenas). A figura 6.2 mostra a localização das mini usinas com mapa do SIGEL/ANEEL(ANEEL, 2019e), bem como as Unidades de Conservação (verdes) e terras indígenas (laranja).



Fonte de dados: (ANEEL, 2019c)

Figura 6.2- Mapa da localização das 12 mini usinas (representadas por círculos amarelos)

Fazendo uma comparação entre a potência instalada nestas mini usinas e a potência total instalada em sistemas isolados no município no qual elas estão inseridas, em nenhum caso a experiência chega a 1% da potência instalada. Conforme (Eletrobrás, 2019), as 12 mini usinas atendem às expectativas da comunidade, com fornecimento 24h/dia; a capacidade atende à demanda relativa à 2011 em cada comunidade.

O investimento total nas mini usinas foi de R\$ 6,5 milhões (US\$ 3,3 milhões no câmbio de 30/06/2009). A empresa informou que 85% do investimento foi realizado com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) no âmbito do Programa *Luz para Todos* e 15% resultou da contrapartida da empresa. Foi ainda informado que os equipamentos utilizados pertencem à empresa. O custo de investimento por kW mais elevado foi observado em Nossa Senhora do Nazaré, R\$ 45,68/W (US\$23.41) e o mais baixo em Bom Jesus do Paduari, R\$ 40.54/W (US\$20.77 de 30/06/2009).

As mini usinas são complementadas com sistemas de armazenagem, sendo que inicialmente foi escolhido um conjunto de baterias eletrólito chumbo-ácido²⁵. É interessante observar que os sistemas de armazenagem, embora tivessem um tempo de vida útil informado pelo fabricante de dois anos, foram trocados após sete anos de operação em contínuo para atender sistemas em ilha em regime de 24h/dia de fornecimento. Esta situação poderia eventualmente servir de estudo de caso para investigar o comportamento das baterias no sentido de uma revisão do tempo de vida, mas isso vai além do escopo deste trabalho.

Cumprе esclarecer que a distribuidora Eletrobrás prevê para 2018-2019 mais quatro sistemas fotovoltaicos para atender 2.484 domicílios nos municípios de Barcelos, São Gabriel da Cachoeira, Carauari e Japurá no Estado do Amazonas e ainda outros 3.217 domicílios entre 2019 e 2020 a serem atendidos com energia solar (Eletrobrás, 2016).

A experiência das mini usinas traz diversos aspectos relevantes para a discussão acerca da energia solar na Amazônia. Por um lado, o fato de estarem em comunidades isoladas, acessíveis apenas por meio fluvial, a organização em mini redes pode ser uma experiência a ser replicada. A experiência traz uma inovação que é o pré-pagamento de eletricidade por meio de um cartão, comercializado por um membro da comunidade (Amazonas Energia S. A., 2009). Por outro lado, o volume a ser consumido é bastante limitado, entre 415 e 530 kWh por casa por ano. Conforme Mazzone (2019), este valor está alinhado com o valor estabelecido pela Agência Internacional de Energia, 250 kWh por ano para zona rural. Contudo, a energia disponibilizada não permite a criação de outras formas de geração de renda.

A longevidade dos projetos, a fase de troca de baterias bem como os planos de investimento da empresa na criação de mais sistemas para atendimento de outras comunidades entre 2019 e 2020 - que deverá chegar a mais 3217 domicílios - são aspectos positivos para a implementação de sistemas solares na Amazônia, embora seja claro o papel ainda marginal que a fonte tem desempenhado dentro dos municípios. Demais expansões ficam limitadas aos planos de expansão da empresa distribuidora.

²⁵ “A bateria que foi escolhida e utilizada foi do tipo estacionária, marca Tudor, eletrólito chumbo-ácido, sem manutenção, com autonomia de dois dias, e com tempo de vida útil estimado em dois anos. Na revitalização ora em fase de execução, foi prevista a instalação de baterias do tipo: OPzS, marca Moura, com manutenção, autonomia de dois dias e tempo de vida útil estimado em sete anos”.(Eletrobrás, 2019)

6.3 Usina Fotovoltaica de Oiapoque

No Estado do Amapá, o município mais ao norte do litoral brasileiro, Oiapoque, traz uma experiência única até o momento na Amazônia - uma unidade de produção em larga escala de energia solar fotovoltaica com 3.600 kW de capacidade instalada. Localizada em um sistema isolado que faz fronteira com a Guiana Francesa. O município de Oiapoque tinha 20.509 habitantes conforme o CENSO 2010 (IBGE, 2011) e 23.034 km² de território, com 67,5% dos habitantes vivendo na área urbana do município e 4.643 domicílios permanentes no município.

Em 2014, a companhia de eletricidade do Amapá organizou o leilão 001/2014 para o atendimento ao sistema isolado do Oiapoque. O vencedor foi o projeto da empresa Sociedade Oiapoque Energia S.A. que faz parte da Voltalia Energia do Brasil Ltda. O projeto era hidrotérmico composto de uma pequena central hidrelétrica - PCH Salto Cafesoca de 7,5 MW associada a uma usina termelétrica – UTE Oiapoque de 12,83 MW. A primeira deverá entrar em operação em 2021 e a segunda entrou em operação em 2015.

Em 2016, o empreendedor solicitou autorização da ANEEL para instalar uma Usina Fotovoltaica (UFV) como forma de reduzir o consumo de combustível, o que aconteceu em outubro de 2017. O tamanho informado pelo empreendedor foi de 3,6 MW com previsão de utilização apenas durante a construção da PCH, ou seja, entre 2017 e 2021. O voto do relator do processo 48500.005254/2013-32 da ANEEL, considera que não há vantagens econômicas para o empreendedor e, portanto, o preço da energia não precisa ser alterado durante a utilização da UFV. O custo foi estimado em 20 milhões de reais (US\$ 3,3 milhões de câmbio de 31/12/2016).

A peculiaridade da experiência não está apenas no fato de ser uma unidade centralizada de produção fotovoltaica e atender um sistema isolado, mas sobretudo porque é fruto de uma decisão unilateral de investimento privado em energia solar fotovoltaica. A decisão é parte da estratégia comercial da empresa Oiapoque Energia S.A. para minimização de custos durante a construção de uma pequena central hidrelétrica que está em fase de licenciamento. A justificativa do investimento apresentado pela empresa, além do custo de energia, foram: os constrangimentos logísticos e de usar diesel em regiões com difícil acesso, os riscos ambientais de derramamento de diesel no solo e na água, poluição do ar durante o uso, além da geração de empregos na manutenção da usina fotovoltaica e de ter um caráter demonstrativo da viabilidade de um sistema híbrido usando energia solar na Amazônia.

Conforme a EPE, a carga do sistema isolado em 2028 deverá ser 54.766 MWh; mesmo considerando um crescimento, não há previsão de déficit no horizonte do contrato (EPE, 2018e). Acerca das alternativas de integração do sistema isolado de Oiapoque no horizonte do contrato com a Voltalia, a EPE concluiu que não há vantagens em fazer a interligação, a menos que a PCH não entre em operação ou haja um crescimento rápido e elevado (até 10 MW). Vale salientar que dentre os 8

cenários²⁶ propostos pela EPE, cada um com três alternativas (sem interligação, ligado pela rede de distribuição ou ligado pela rede de transmissão), não houve uma investigação acerca da elevação na capacidade instalada fotovoltaica como substituição à PCH por período superior ao estabelecido e/ou como substituição permanente. Em 2018 a empresa pediu adiamento do prazo da entrada em operação da PCH.

A construção desta usina tem um efeito simbólico que é o uso de energia solar em sistemas isolados como decisão de investimento de um agente privado. Mesmo com pouco tempo de uso, quatro anos e meio, o custo da eletricidade gerada por esta usina é menor do que o custo da eletricidade gerada a diesel sob a ótica da empresa. Considerando que o tempo de vida de uma usina fotovoltaica seria no mínimo quatro vezes superior ao tempo contabilizado nesta usina, é possível que outros sistemas isolados estejam na mesma situação - uso de energia solar como alternativa mais custo-eficaz, inclusive em sistemas isolados na Amazônia. Esta experiência é especialmente importante pelo caráter demonstrativo da viabilidade técnica-econômica que a energia solar pode ter na região. Além do sistema de Oiapoque, há mais de uma centena de sistemas isolados onde não há previsão de ligação ao Sistema Interligado Nacional e que são abastecidas exclusivamente por diesel, enfrentando os custos e os riscos que, neste caso, foram minimizados pela empresa.

6.4 Fotovoltaica distribuída: Porto de Moz e Prainha, no Pará

Conforme discutido anteriormente, o acesso à eletricidade foi um direito garantido a cerca de 16 milhões de brasileiros entre 2003 e 2016, no programa *Luz para Todos*. Neste contexto, uma outra experiência inovadora foi realizada nos municípios de Porto de Moz e depois Prainha, ambos no Estado do Pará, onde estão instaladas mais de duas mil unidades de geração fotovoltaica distribuída. Todas as instalações pertencem a Centrais Elétricas do Pará S. A. que é a concessionária distribuidora do Estado do Pará.

O município de Porto de Moz, no Pará, tem uma população estimada em 33.956 habitantes pelo IBGE conforme CENSO 2010, sendo a maior parte da população rural (57%). Com um território de 17.423 km², apresenta um Índice de Desenvolvimento Humano de 0.503, um dos mais baixos do país. Conforme o Censo 2010, no município haviam 6.060 domicílios, sendo que 1.440 não tinham acesso à eletricidade (IBGE, 2011). Entre outubro de 2017 e dezembro de 2018, foram implementadas 2.231 instalações fotovoltaicas, sendo 2.173 instalações com 1 kW cada, 45 instalações com 2 kW (4 escolas) e 13 instalações com 3 kW de potência instalada (4 escolas, um posto de saúde e uma igreja). A Figura 6.3 mostra a entrada em funcionamento das instalações.

²⁶ **Cenário 1:** Entrada em operação da PCH em 2021 e Interligação em 2024; **Cenário 2:** Entrada em operação da PCH em 2021 e Interligação em 2031; **Cenário 3:** Sem PCH (maior custo de geração) e Interligação em 2024; **Cenário 4:** Sem PCH (maior custo de geração) e Interligação em 2031; **Cenário 5:** Sem PCH (mantendo custo de geração) e Interligação em 2024; **Cenário 6:** Sem PCH (mantendo custo de geração) e Interligação em 2031; **Cenário 7:** Carga adicional de 5 MW, com PCH e Interligação em 2024; **Cenário 8:** Carga adicional de 10 MW, com PCH e Interligação em 2024.

O primeiro ponto a destacar é a participação relativa da experiência em termos da abrangência, abarcando mais de um terço dos domicílios (36,7%). É provável que o crescimento demográfico e/ou fluxo migratórios tenham alterado o edificado entre 2010 e 2017, mas é bastante expressivo o percentual de domicílios atendidos.

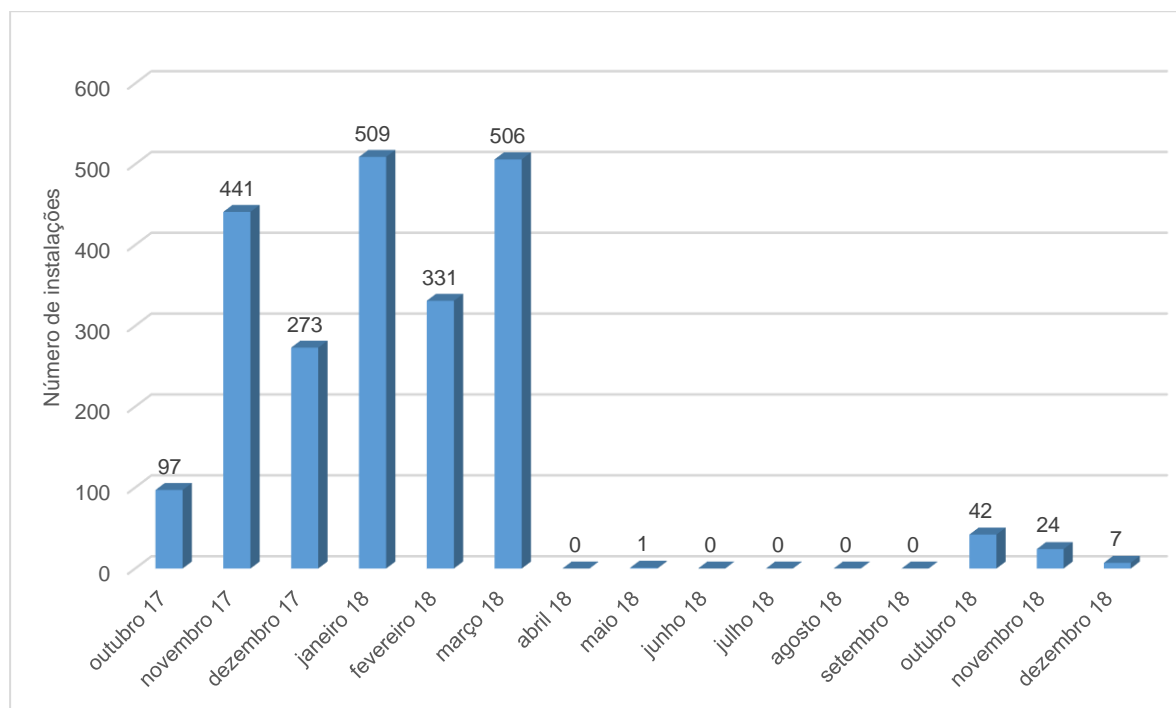


Figura 6.3- Instalações em Porto de Móz por mês de início de operação

As instalações fotovoltaicas ocorreram no âmbito do Programa *Luz para Todos* e estão situadas dentro da Reserva Extrativista Verde para Sempre, conforme se mostra na Figura 6.4 . Esta reserva é uma unidade de conservação federal, tem 1.289.362,78 hectares e foi criada em 2004. A motivação da decisão de investimento é compatível com a identificação da alternativa viável mais barata para o atendimento da comunidade. Cumpre esclarecer que a logística de fornecimento de diesel é provavelmente mais difícil dentro de unidades de conservação do que fora; além disso, a construção de uma usina térmica dentro de uma unidade de conservação dependeria de um complexo processo de licenciamento ambiental que poderia não ser exitoso. Observando a Figura 6.4, obtida no Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (SIGEL), é possível identificar duas peculiaridades desta localidade que provavelmente foram determinantes para a decisão de eletrificação inicial por geração fotovoltaica distribuída - em primeiro lugar, o conjunto de instalações está separado do núcleo do Município de Porto de Móz pelo Rio Xingu e, em segundo lugar, as casas estão distribuídas dentro da Unidade de Conservação, sem um claro ponto de adensamento das residências; há uma concentração na margem oposta ao núcleo do município, mas também muitas residências distribuídas ao longo do Rio Xingu e do Rio Amazonas.

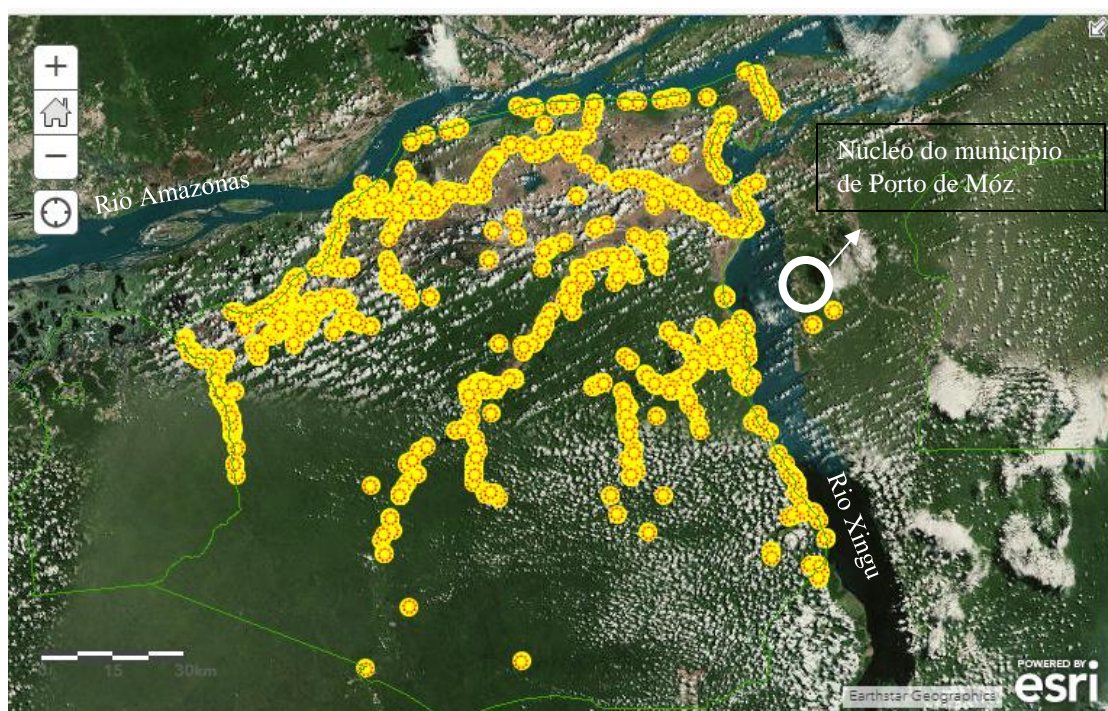


Figura 6.4 - Localização da Unidades de Geração Distribuída em Porto de Móz-PA e unidade de conservação RESEX Verde para Sempre (contorno verde)

Uma segunda experiência foi identificada no município vizinho, Prainha. Este município tinha, conforme o CENSO 2010, 6.150 domicílios - 2.098 dos quais não tinham energia elétrica, 29.349 habitantes, 14.786 km², 69% da população em zona rural e IDH 0.523. Entre outubro e dezembro de 2018, foram implementadas 103 instalações fotovoltaicas, também pela empresa Centrais Elétricas do Pará S. A. As instalações têm entre 1 kW e 3 kW, sendo 88 com 1 kW, 11 com 2 kW (9 escolas, uma igreja e uma Secretaria Municipal de Educação) e 4 com 3 kW (2 escolas, uma igreja e um Posto de Saúde). Ainda não constavam do SIGEL em outubro de 2019, o que não permite a espacialização das instalações.

Conforme dados da Nota Técnica (EPE, 2018e), a carga nos dois sistemas isolados manteve-se por volta de 20 MWh e 10 MWh em Porto de Moz e Prainha, respectivamente, e é esperada uma elevação desta carga de cerca de 5 MWh em cada um. Está prevista a interligação dos dois sistemas ao sistema integrado nacional em janeiro de 2023.

Em 18/07/2016, a Centrais Elétricas do Pará S. A. assinou contrato de compra de energia e potência em sistemas isolados com o Consórcio Energia do Pará - CEPA, constituído pelas empresas: Guascor do Brasil Ltda., com participação de 14,22%; Soenergy Sistemas Internacionais de Energia S.A, com participação de 3,78%; e Distribuidora Equador de Produtos de Petróleo Ltda, com participação de 82%. O Consórcio foi vencedor do Leilão 002/2016 e deve gerar e vender eletricidade aos 23 sistemas isolados do Estado do Pará, entre eles Prainha e Porto de Móz até 2022 ou a interligação ao Sistema Interligado Nacional, o que ocorrer primeiro.

Conforme dados do Banco de Informações de Geração, a usina termelétrica localizada em Porto de Moz tem 7.614 kW de potência fiscalizada e a da Prainha tem 3.268 kW. A propriedade de ambas é

79% da Guascor do Brasil Ltda, 21% da Soenergy – Sistemas Internacionais de Energia S.A e ambas entraram em operação em 01.02.2017. No município de Porto de Moz, o Consórcio CEPA, formado pela Guascor e pela Soenergy tem autorização da ANEEL para operar comercialmente 4 geradores de 846 kW totalizando 3.384 kW desde 01/02/2017. No contrato homologado a potência era de 7.614 kW com 9 geradores de 846 kW.

Considerando os resultados encontrados na investigação descrita anteriormente, chama a atenção o fato da empresa Centrais Elétricas do Pará S. A., tendo observado uma carga de 3.137 kW (pico em 2016) e tendo contrato de suprimento em vigor com o Consórcio Energia do Pará, decide investir em 2.302 kW de potência instalada em 2.231 sistemas fotovoltaicos, para um município com cerca de 6 mil domicílios. Não havendo, portanto, déficit a priori no município de Porto de Móz, no horizonte de investimento, considerou-se as seguintes hipóteses:

- a) as comunidades atendidas não estão ligadas ao restante do sistema isolado de Porto de Moz, não havendo previsão de interligação e sendo áreas remotas não estão abrangidas pelo contrato com o Consórcio;
- b) no contexto do programa *Luz para Todos*, havia vantagens financeiras para a empresa de optar por esta instalação ao invés de usar fontes fósseis para a geração;
- c) havia vantagens para a marca da empresa de estar associada a projetos de energia solar;
- d) o custo de geração fotovoltaica distribuída nos sistemas isolados da Amazônia é tão competitivo que mesmo que o sistema opere apenas por quatro ou cinco anos, ele é custo-eficaz.

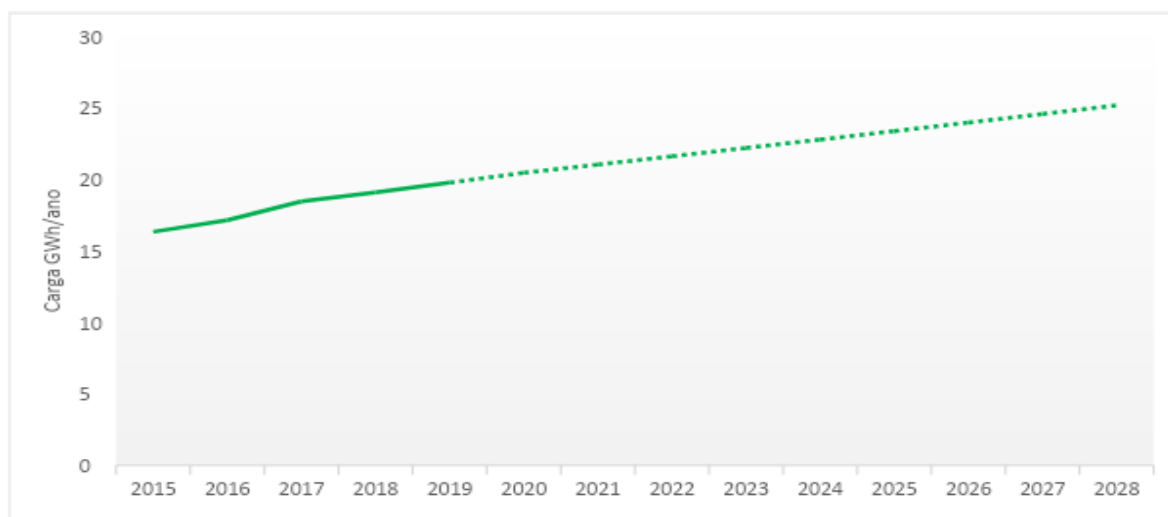
Após comunicação direta com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019b), ficou claro que trata-se da hipótese ‘a), uma vez que as comunidades atendidas estão isoladas do restante do sistema do respectivo município e não seria viável o atendimento das mesmas no âmbito do contrato citado anteriormente. Esta experiência pode ser considerada um caso de sucesso no uso de energia solar de forma distribuída em comunidades isoladas na Amazônia por duas razões: inicialmente por ser um projeto de mais de duas mil instalações, o que dá escala a experiência e, principalmente, porque a experiência foi repetida pela empresa CELPA em um município próximo com características similares alguns meses depois, indicando que foi uma experiência exitosa.

6.5 Fernando de Noronha

Dos 270 sistemas isolados reconhecidos pela EPE em 2019, um não está na Amazônia. Trata-se do sistema isolado da ilha de Fernando de Noronha, distante 350 quilômetros da costa do Nordeste do Brasil e parte do Estado de Pernambuco.

A ilha de Fernando de Noronha tem aproximadamente 17 mil km² e cerca de 3.000 habitantes. A principal atividade econômica é o turismo e atividades de preservação e pesquisa no Parque Natural Marinho de Fernando de Noronha. Conforme Almeida (2017), o consumo anual de eletricidade da ilha é de 16 GWh e o consumo de óleo diesel é de cerca de 4,5 milhões de litros; a referida fonte não

informa o ano da carga estimada, mas o valor é coerente com a carga de 2015 constante EPE (2018e). Até 2014, todo o consumo era atendido por 5 grupos geradores a diesel que formam a Usina Termelétrica de Tubarão, com capacidade instalada de 5.880 kW. Os consumos observados e projetados para o sistema estão representados na Figura 6.5.



(Fonte dos dados: (EPE, 2018e))

Figura 6.5 – Geração de eletricidade observada e projetada para o Sistema Isolado de Fernando de Noronha

A instalação das duas usinas fotovoltaicas entre 2014 e 2015, ocorreu no âmbito do programa de eficiência energética da CELPE (Almeida, 2017), e visou a redução do consumo de diesel. Conforme as publicações da Companhia (CELPE, 2014, 2015) o investimento na Usina Noronha I foi da ordem de 5 milhões de reais (US\$ 2,4 milhões, câmbio de 31/12/2012), com capacidade de gerar até 600 MWh²⁷ por ano, significando uma economia de 200 mil litros de óleo diesel por ano. Após um ano de funcionamento, a usina foi doada ao governo federal e está construída em uma área do comando da Aeronáutica. Como mostra a Tabela 6.2, além das duas plantas citadas, posteriormente, foram ainda instaladas mais dez iniciativas de geração solar cadastradas na ANEEL como micro e mini geradores (ANEEL, 2019d).

A Usina Noronha II utiliza 1.836 módulos de silício poli cristalino instalados em uma área de 8.000 m², pertencente ao Governo do Estado, utilizada para captação de águas pluviais. A Usina Noronha II tem potência instalada de 550 kWp (quilowatt-pico), gerando cerca de 800 MWh/ano. O investimento foi da ordem de 6.4 milhões de reais (US\$ 2,73 milhões, câmbio de 31/12/2013). Parte do recurso compõe a obrigatoriedade da companhia em investimentos de eficiência energética, tendo sido identificado o projeto ANEEL PE-0043-0031/2011 com o título 'Geração de Energia Solar Fotovoltaica em Noronha' da Companhia Energética de Pernambuco com um potencial de economia de energia anual de 562,08 MWh, a que correspondeu um investimento de R\$ 3,8 milhões.

²⁷ Usina foi construída pela WEG utilizando módulos Yingli de silício policristalina (p-Si) - YL245-P- 29b e Inversores Powerone de 30 kW.

Tabela 6.2 – Unidades de geração fotovoltaica em Fernando de Noronha

Titular da Unidade Consumidora/Nome da Usina	Classe	Modalidade	Qtde UCs recebem os créditos	Data Conexão	Potência Instalada (kW)
Distrito Estadual de Fernando de Noronha - Noronha II	Poder Público	Geração compartilhada	43	10.07.15	496,80
Comando da Aeronáutica - CINDACTA III - Noronha I	Poder Público	Autoconsumo remoto	2	18.07.14	361,64
CORDEIRO	Comercial	Geração na UC	1	21.03.19	17,82
POUSADA LUA BELA LTDA ME	Comercial	Geração na UC	1	11.12.17	5,00
Distrito Estadual de Fernando de Noronha	Poder Público	Geração na UC	1	31.08.16	4,00
Fundação Centro Brasileira de Proteção e Pesquisa das Tartarugas Marinhas - TAMAR	Comercial	Geração na UC	1	29.08.16	4,00
Maria Auxiliadora Martins da Costa	Residencial	Geração na UC	1	29.08.16	4,00
Centro Golfinho Rotador	Comercial	Geração na UC	1	30.08.16	3,06
Companhia Energética de Pernambuco	Comercial	Geração na UC	1	26.09.16	3,06
Daniel Luiz da Silva	Residencial	Geração na UC	1	29.08.16	1,27
Gilmara Ferreira da Silva	Residencial	Geração na UC	1	29.08.16	1,27
José Edson Lopes da Silva	Residencial	Geração na UC	1	29.08.16	1,27

A observação da tabela 6.2 também permite inferir que as Usinas de Noronha I e II tiveram um caráter demonstrativo uma vez que após suas instalações em 2014 e 2015, uma dezena de outros projetos foi instalada em residências e em instituições privadas com e sem fins lucrativos, Organizações Não Governamentais (ONG), como o TAMAR e Centro Golfinho Rotador.

O principal problema identificado nesta experiência foi que metade da Usina Noronha II teve que ser desligada por solicitação do operador da usina de Tubarão, uma vez que os geradores a diesel da Usina Termelétrica de Tubarão estavam apresentando carregamento inferior à 60% durante algumas horas do dia (Almeida, 2017). Ainda conforme o autor, isso fere parâmetros técnicos estabelecidos em contrato, mas com viabilidade técnica de operação e indica uma clara necessidade de adequação do quadro regulatório para acomodar uma participação mais expressiva de geração intermitente.

A experiência de Fernando de Noronha demonstra novamente a viabilidade técnica do uso de energia solar em sistemas isolados uma vez que a empresa tornou a fazer a experiência, que permitiu a geração de eletricidade de forma mais eficiente. A experiência também trouxe benefícios indiretos para o setor público que uma vez que as usinas estão inseridas na regulamentação de *netmetering*, os seus titulares podem compensar o consumo realizado em outras unidades de consumo do mesmo titular. Esta compensação é feita de duas formas “Geração compartilhada” e “Autoconsumo remoto”, conforme tabela 6.2, ambas formas definidas na RN687/2015 da ANEEL que faz parte do marco regulatório de *netmetering* no Brasil. No primeiro caso a eletricidade gerada na Usina de Noronha II é compensada pelo consumo de 43 unidades consumidoras de eletricidade do serviço público do Estado de Pernambuco, como hospitais, escolas e demais órgãos públicos. No caso de Noronha I, ocorre o “Autoconsumo remoto”, ou seja, a geração de eletricidade da usina compensa parte do consumo do Comando da Aeronáutica feito em outras duas unidades do mesmo órgão fora de Fernando de Noronha.

Esta experiência traz um sinal de alerta quanto a preparação da estrutura regulatória para um processo de hibridização usando energia solar em sistemas isolados. Ao se desligar parte de uma usina de geração fotovoltaica, mais barata e menos poluente para cumprir o contrato de geração mínima de uma usina termelétrica, a viabilidade financeira do investimento em geração solar pode ser reduzida. Em

outras palavras, a hibridização de sistemas isolados usando a energia solar tem vantagens para o sistema, mas requer uma preparação do quadro regulatório para que estas vantagens técnicas e financeiras possam ser maximizadas.

6.6 Amazonas, Leilão 002/2016, Grupo B

Para finalizar a descrição das experiências de energia solar em sistemas isolados, esta subseção relata uma experiência de insucesso na fase de planejamento para a implementação de energia solar em sistemas isolados. Destaca-se por, novamente, demonstrar a inadequação regulatória para a incorporação da geração solar já que, mesmo havendo viabilidade técnico-financeira da geração solar, esta não foi contratada por apresentar custos 3% mais elevados do que o projeto vencedor. Trata-se do leilão nº 002/2016 realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica, precedido por um documento técnico (EPE, 2016g) que demonstra vantagens de sistemas híbridos usando energia solar.

No âmbito da preparação dos editais para a contratação de geração e potência em sistemas isolados, o Decreto nº 7.246/2010 (Brasil, 2010) estabelecia que a concessionária de distribuição deveria divulgar previamente um projeto de referência, havendo a possibilidade de serem apresentados projetos alternativos antes da apresentação de propostas para o leilão. Atualmente esta etapa de projetos de referência e alternativos não existe mais conforme Decreto 9047/2017.

O leilão de sistemas isolados ANEEL 002/2016 foi dividido em duas etapas - a primeira realizada em março de 2016 e a segunda em março de 2017; a primeira teve quatro lotes e visou o atendimento das áreas de distribuição da Eletrobrás Distribuição Amazonas e da CELPA e a segunda etapa teve como objeto oito lotes todos da Eletrobrás Distribuição Amazonas. No contexto da segunda etapa do leilão 002/2016, a Eletrobrás Distribuição Amazonas divulgou o projeto de referência para o atendimento aos oito lotes, inclusive ao lote denominado B-II; a EPE elaborou estudo mostrando vantagens econômicas de um projeto alternativo deste lote, híbrido: solar e diesel. Na apresentação das propostas para o leilão as empresas podiam optar por aderir ao projeto de referência apresentados pelas distribuidoras (todos movidos à diesel com exceção de Coari, a gás natural) ou a um projeto alternativo. No caso do lote B-II, a proposta vencedora foi uma central movida apenas a diesel mesmo tendo sido apresentada proposta alternativa de geração híbrida.

Lançada em Outubro de 2016, a Nota Técnica 091/2016 (EPE, 2016g) foi elaborada pela EPE com vista a demonstrar a atratividade econômica de sistemas híbridos solar/diesel para atender sistemas isolados que iriam ser objeto de leilão. Das 54 localidades que participaram do leilão, quatro foram objeto de simulações de sistemas híbridos, verificando-se sempre uma redução média do custo nivelado de energia da ordem de 6,7% nos casos híbridos solar e diesel e uma redução de 6,5% no caso de sistemas com bateria. A Tabela 6.3 utiliza os dados da referida Nota Técnica para ilustrar a diferença do custo nivelado da energia entre os projetos alternativos e as respectivas reduções do consumo de diesel, de 18.6% a 22.7% em média.

		Custo nivelado de energia				
Localidade	Unidade	Fotovoltaico e diesel		Fotovoltaico, bateria e diesel		Diesel
Araras	R\$/MWh	1.907	(-5,2%)	1.910	(-5,0%)	2.011
Canutama		1.401	(-6,4%)	1.366	(-8,7%)	1.496
Tapauá		1.254	(-7,8%)	1.258	(-7,5%)	1.360
Boca do Acre		1.063	(-6,3%)	1.073	(-5,5%)	1.135
Média dos 4 Sistemas		1.159	(-6,7%)	1.162	(-6,5%)	1.242
Consumo de óleo diesel						
Localidade	Unidade	Fotovoltaico e diesel		Fotovoltaico, bateria e diesel		Diesel
Araras	Litros de diesel	284	(-15,4%)	249	(-25,9%)	336
Canutama		2.785	(-14,9%)	2.525	(-22,9%)	3.274
Tapauá		4.397	(-21,1%)	4.172	(-25,1%)	5.572
Boca do Acre		10.881	(-18,5%)	10.476	(-21,5%)	13.346
Total dos 4 Sistemas		18.347	(-18,6%)	17.422	(-22,7%)	22.528

No leilão, oito empresas foram vencedoras para atender 53 localidades com geração térmica a diesel e uma localidade a gás natural. Cinco lotes receberam propostas durante o leilão para atendimento com combustíveis alternativos (biodiesel, fotovoltaico), mas nenhum foi vencedor. No caso do lote B-I, o preço do lance inicial apresentado pela empresa Consórcio Voltalia Lote 1, foi apenas 3,11% maior do que o projeto vencedor, como se mostra na Figura 6.6.

Este caso levanta uma reflexão acerca do formato dos leilões, especialmente para o atendimento aos sistemas isolados. A ocorrência de leilões com foco exclusivo no menor custo, sem levar em consideração aspectos técnicos, nem mesmo a avaliação de eficiência para o sistema, leva a situações de manutenção de dependência externa de combustíveis, elevados custos com diesel e elevadas emissões. Neste caso, havia uma alternativa sistemicamente mais eficaz, mas não foi vencedora.

Algumas regras foram alteradas para facilitar a utilização de energias renováveis nos leilões dos sistemas isolados (EPE, 2016g), destacando-se a eliminação do projeto de referência por parte das distribuidoras, o alargamento do prazo para a apresentação do projeto alternativo para habilitação técnica da EPE e ainda, no caso do Leilão 002/2016 ANEEL, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) disponibilizou uma linha de financiamento para projetos de energias renováveis com recursos do Fundo Clima.

20

ANEEL

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

<

Figura 6.6 - Síntese do resultado do Leilão 002/2016 2ª parte Lote B-I

Este caso demonstra que a viabilidade técnico econômica pode não ser condição suficiente para o uso de energia solar. Neste caso a construção do edital do leilão, ao estabelecer o critério apenas do preço, sem levar em consideração outros aspectos como a logística de abastecimento do combustível, as emissões, os custos a longo prazo, não abre espaço para a diversificação de fontes no atendimento aos sistemas isolados.

6.7 Exercício exploratório sobre o uso de energia solar para colmatar déficits de atendimento em sistemas existentes

No sentido de refletir acerca de uma possível expansão de geração de energia fotovoltaica nos sistemas isolados da Amazônia, propõe-se um exercício de alternativas para o suprimento do déficit de eletricidade esperado em algumas comunidades da Amazônia. O exercício proposto assemelha-se ao desenvolvido por (EPE, 2016g) quando da seleção de quatro sistemas isolados que fazem parte do grupo B do Leilão 002/2016. Também é semelhante ao exercício desenvolvido por Gómez *et al.* (2015) e Silva *et al.* (2010) em uma comunidade diferente, embora também na região amazônica. A metodologia seguida para este exercício está descrita na seção 3.5.2.

Considerou-se o déficit projetado para 2022 para cada sistema, identificado por cada distribuidora (EPE, 2018e) para os cinco sistemas isolados escolhidos, localizados no estado do Pará e do Mato Grosso. Os déficits anuais, e a respectiva carga diária necessária, estando já incluídas as perdas e consumos das máquinas, são apresentados na Tabela 3.15 (capítulo 3), e a localização dos sistemas é apresentado na Figura 3.29. Foram assim testadas quatro alternativas de atendimento à carga adicional prevista em cada sistema em 2022 (apenas fotovoltaico e bateria; híbrido fotovoltaico e diesel; híbrido fotovoltaico, diesel e bateria e apenas diesel), com o objetivo de se apurar seis parâmetros, os custos de investimento e o custo nivelado de energia, os materiais para instalação (placas solares e baterias) e o consumo de combustível com as emissões associadas.

Os resultados encontrados nestes exercícios, apresentados na Tabela 6.4, indicam que a solução que apresenta os menores custos de energia ao longo do tempo de vida das tecnologias é a solução híbrida [Diesel+PV+bateria], onde o custo está entre US\$ 0,39/kWh e US\$ 0,40/kWh, o que equivale a menos da metade do custo da energia na opção de geração apenas com diesel (entre US\$ 0,74/kWh e US\$ 0,82/kWh). Entre estes dois extremos há duas soluções intermédias, a combinação do fotovoltaico com o diesel ou com a bateria, sendo que no primeiro caso o custo de energia é mais baixo, representando reduções nos custos de energia de mais de 20% em relação a solução apenas diesel. A Tabela 6.4 mostra estes dados, detalhados por opção tecnológica e para os cinco sistemas isolados.

Tabela 6.4 – Custo por unidade de energia de soluções alternativas de geração de eletricidade em sistemas isolados – resultados usando a ferramenta HOMER.

CUSTO NIVELADO DA ENERGIA					
Sistema Isolado	unidade	Diesel+PV	Diesel+PV+bateria	PV+bateria	Diesel
JACAREACANGA	US\$/kWh	0,59	0,39	0,72	0,74
GURUPA		0,62	0,39	0,71	0,80
AVEIRO		0,62	0,39	0,72	0,80
COTIJUBA		0,61	0,39	0,71	0,80
TRÊS FRONTEIRAS		0,63	0,40	0,75	0,82
Total média		0,61	0,39	0,72	0,79

Em termos dos custos de investimento total para a geração a diesel, esses custos são significativamente menores do que as demais soluções, sendo que a solução híbrida fotovoltaica com bateria é a mais cara em todas as situações, como mostra a Tabela 6.5. As soluções híbridas fotovoltaicas com diesel, com e sem bateria, têm custos de investimento relativamente mais próximos. Os custos unitários de investimento estão apresentados na seção 3.5.2. (Tabela 3.16).

Tabela 6.5 – Custo de investimento de soluções alternativas de geração de eletricidade em sistemas isolados – resultados usando a ferramenta HOMER

CUSTO DE INVESTIMENTO					
Sistema Isolado	unidade	Diesel+PV	Diesel+PV+bateria	PV+bateria	Diesel
JACAREACANGA	M USD\$	29,97	22,51	15,91	4,87
GURUPA		31,32	27,05	120,25	5,83
AVEIRO		6,79	5,37	24,09	1,14
COTIJUBA		15,15	15,25	68,31	3,25
TRÊS FRONTEIRAS		1,50	1,39	6,77	0,30
Total		84,74	71,57	335,33	15,39

Este resultado leva a uma reflexão acerca do uso de baterias no processo. Se por um lado, o custo da energia é mais baixo, por outro o investimento inicial não difere tanto das alternativas. Usadas em larga escala, as baterias poderão enfrentar problemas quanto a disponibilidade de matérias primas para a sua fabricação, bem como para o seu destino após o término do tempo de vida. Apenas a título ilustrativo, a quantidade de baterias de íons de lítio, com dimensão de 1 kWh, necessárias a cada solução está detalhada na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Número de baterias usadas por opção tecnológica e sistema isolados – resultados usando a ferramenta HOMER

BATERIAS			
Sistema Isolado	unidade	PV+bateria	Diesel+PV+bateria
JACAREACANGA	número	34397	3551
GURUPA		39450	4522
AVEIRO		7813	1021
COTIJUBA		22167	2510
TRÊS FRONTEIRAS		2035	258
Total		105862	11862

Embora as soluções híbridas com diesel impliquem muito menos baterias, o volume de baterias necessárias continua expressivo, como é o caso do sistema adicional de Gurupá onde seriam necessárias 4.522 baterias. Naturalmente nas soluções sem bateria, a capacidade a ser instalada de painéis fotovoltaicos é maior: a Tabela 6.7 mostra que em alguns casos a ausência de bateria poderia implicar no dobro de capacidade instalada requerida, como em Jacareacanga, mas em outros casos a diferença não chega à metade de a capacidade instalada requerida, como é o caso de Cotijuba e Três Fronteiras.

Tabela 6.7 – Painéis fotovoltaicos por opção tecnológica e por sistema isolado – resultados usando a ferramenta HOMER

CAPACIDADE INSTALADA DE PAINÉIS				
Sistema Isolado	unidade	PV+bateria	Diesel+PV+bateria	Diesel+PV
JACAREACANGA	kW	40106	7136	14519
GURUPA		39197	8382	14742
AVEIRO		7862	1554	3269
COTIJUBA		22277	4759	6884
TRÊS FRONTEIRAS		2353	406	694
Total		111795	22237	40108

Finalmente, a Tabela 6.8 traz os últimos dois parâmetros, o consumo de combustíveis e as emissões de CO₂ associadas a cada localidade e opção tecnológica. Neste caso, o consumo de combustíveis e emissões é máximo na opção ‘apenas Diesel’, como esperado, a opção ‘Diesel + PV sem baterias’ representa uma redução de 34% no consumo de combustíveis e emissões face a ‘apenas Diesel’, enquanto a opção ‘Diesel + PV + baterias’ representa uma redução de 61%.

Tabela 6.8 – Consumo de combustível e emissões de CO₂

Tabela 0.6 – Consumo de combustível e emissões de CO ₂				
Localidade	unidade	Diesel+PV	Diesel+PV+bateria	Diesel
Consumo de combustível				
JACAREACANGA	1000 L/ano	4242	2690	6463
GURUPA		5016	2875	7640
AVEIRO		968	571	1502
COTIJUBA		2864	1602	4258
TRÊS FRONTEIRAS		274	153	408
Total		13364	7891	20270
Emissões de CO ₂				
JACAREACANGA	t CO ₂ /ano	11104	7041	16918
GURUPA		13130	7525	19998
AVEIRO		2535	1495	3931
COTIJUBA		7496	4193	11146
TRÊS FRONTEIRAS		718	401	1067
Total		34983	20654	53060

O exercício traz para a discussão a escolha intertemporal implícita no planejamento energético, onde os ciclos de investimentos são longos e, conseqüentemente, a inércia do processo compromete a transição energética. Se por um lado a solução baseada em combustíveis fósseis é a de mais baixo custo de investimento, verifica-se que é a com o maior custo por unidade de energia ao longo do tempo. Não obstante a importância deste último parâmetro, o exercício ora proposto levanta ainda outra questão no que diz respeito ao armazenamento de energia intermitente, no caso, a solar. Um aspeto a refletir refere-se ao custo por unidade de energia ser mais baixo para os sistemas com o uso de baterias, embora uma avaliação do ciclo de vida das baterias poderá levar à conclusão que o seu uso deveria ser minimizado. A avaliação mais completa, considerando o ciclo de vida das baterias, não foi realizada no presente exercício. Dito de outra forma, a escolha do planejamento energético pode ser vista como um problema de otimização multidimensional de longo prazo, onde para além dos custos atuais e futuros, se deve considerar a utilização e disposição final de materiais.

Como comparar os diferentes parâmetros (custo da energia, custo de investimento, baterias, litros de diesel e emissões de GEE) e as diferentes opções tecnológicas (‘Diesel+PV’, ‘Diesel+PV+bateria’, ‘PV+bateria’ e ‘apenas Diesel’)? Foi feita uma normalização pela média como forma de perceber a variação do parâmetro em relação as opções tecnológicas. Inicialmente foi calculado o valor total de cada opção tecnológica para cada parâmetro nas cinco localidades, indicadas pelos valores totais nas tabelas 6.5, 6.6 e 6.7, para a tabela 6.4, parâmetro “custo nivelado de energia” o total representa a média nas 4 localidades para cada opção tecnológica. No parâmetro “custo de investimento”, tabela 6.5, o custo total da opção tecnológica ‘Diesel+PV’ é 84,74 milhões de dólares, para a opção tecnológica ‘Diesel’ é 15,39 milhões de dólares, para ‘Diesel+PV+bateria’ é 71.57 milhões de dólares e a opção ‘PV+bateria’ é 335,33 milhões, foi calculada então a média destes 4 valores e finalmente a relação de cada valor com a média. A figura 6.7 mostra a soma dos valores de cada parâmetro em todas as localidades normalizados pela média dos valores de cada parâmetro em todas localidades de

todas as tecnologias sempre que havia dados, para as quatro alternativas tecnológicas avaliadas. Quanto mais perto do centro, melhor seria a opção tecnológica uma vez que para todos os parâmetros, o mínimo é o desejável.

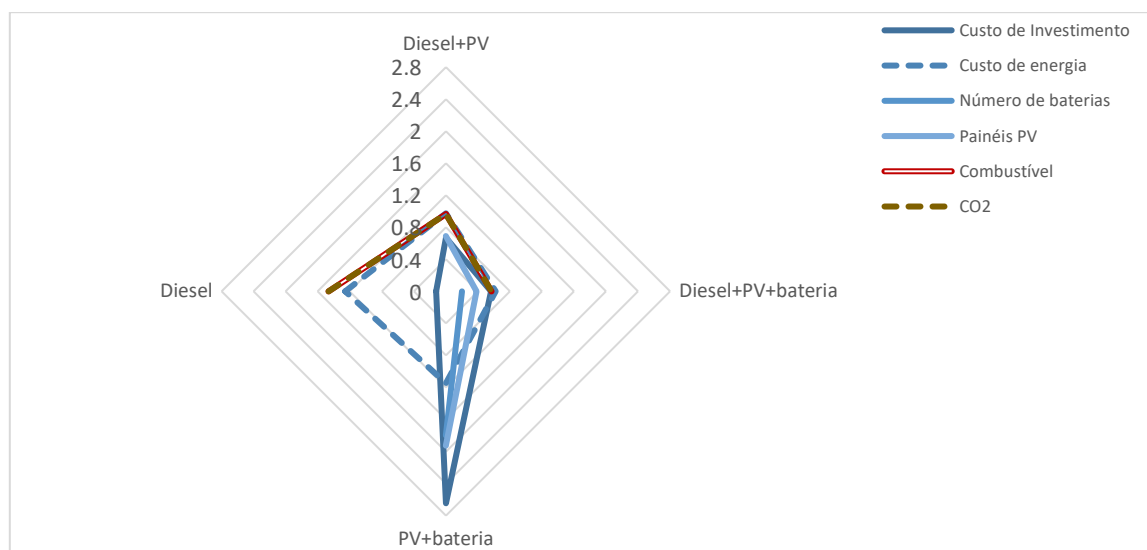


Figura 6.7 – Comparação das quatro soluções tecnológicas relativamente aos parâmetros investigados

O mais baixo custo de energia pode ser obtido com a hibridização dos sistemas nos cinco casos estudados, usando geradores a diesel combinados com painéis fotovoltaicos e baterias de íons de lítio. Esta solução não apresenta os menores custos de investimento, característica da solução apenas térmica, mas apresenta custos nivelados muito menores do que a solução sem diesel. Esta hipótese implica um elevado volume de baterias a serem transportadas para o meio da floresta amazônica, mas significa por outro lado uma menor necessidade de instalação de painéis. Com os dados disponíveis a solução híbrida diesel, fotovoltaica e baterias parece a mais custo-eficaz.

Sugere-se, em trabalhos futuros, incluir os geradores atualmente instalados em termos de potência, eficiência e idade para aumentar a precisão dos resultados do modelo, o software usado dispõe desta funcionalidade. Caso os geradores já existentes fossem incluídos em cada localidade, possivelmente isso implicaria uma menor necessidade de baterias (visto que o sistema atual poderia funcionar como parte do backup).

6.8 O uso da energia solar para sistemas isolados

Este capítulo apresenta uma análise do potencial uso de energia solar nos sistemas isolados, fazendo para tanto duas análises, uma descrevendo cinco casos que foram identificados como significativos para o objetivo, e uma segunda comparando os custos de diferentes alternativas para atender os sistemas com previsão de déficit futuro de eletricidade. Encarar as experiências já observadas e o que poderia ser feito inspira reflexões em diferentes dimensões: institucional, social e técnico-econômico.

Do ponto de vista institucional é necessário levar em consideração os programas governamentais que sustentaram parte das iniciativas demonstradas anteriormente e suas modificações, bem como as

características das empresas envolvidas nos processos e a gestão dos sistemas isolados e das contas setoriais descritas na seção 3.1.3 (Conta de Desenvolvimento Energético e de Consumo de Combustíveis). Uma reavaliação de médio prazo poderá levar à conclusão que o seria menos dispendioso para estas contas setoriais promover a hibridização de um conjunto mais alargado de sistemas isolados com energia solar como forma de reduzir expressivamente o consumo de óleo diesel.

Muitos aspectos institucionais sofreram profundas transformações na última década. A gestão do planejamento e do atendimento, inclusive financeiro, aos sistemas isolados esteve sob a responsabilidade da Eletrobrás até 2017 tendo migrado para o Operador Nacional do Sistema, Empresa de Planejamento Energético e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Esta migração tende a trazer benefícios à gestão dos sistemas isolados que passa a contar com os procedimentos e capital humano das três instituições que operam a gestão do Sistema Integrado Nacional dando mais homogeneidade e transparência a gestão. Outra diferença institucional relevante foi a inclusão de novos agentes no processo de eletrificação, como novos investidores nacionais e estrangeiros, a realização de leilões para contratação de energia e potência por parte das distribuidoras que, em alguns casos, atrai novos agentes e, em outros, legitima e homogeneiza a estrutura institucional vigente. Estas modificações são positivas porque permitem alguma redução dos custos de combustíveis, ainda que não tão relevante como a hibridização ao atrair novos agentes para o setor e também de atrair novas ideias.

Do ponto de vista regulatório, observa-se uma certa inadequação na incorporação da energia solar nos sistemas isolados como ficou demonstrado no caso do leilão sem projetos alternativos selecionados e também a obrigatoriedade de desligamento de parte de uma usina para não interferir na geração térmica além de determinado ponto. Seria necessário trazer uma “ordem de mérito” para renováveis nos sistemas isolados.

Do ponto de vista social, observa-se que o processo de eletrificação de áreas remotas da região amazônica atendeu grande número de pessoas; em 2018, os sistemas isolados atenderam 3,2 milhões de pessoas e a energia solar, por meio das experiências descritas anteriormente, atendeu cerca de 0,5% desta população. O uso de energia solar para a eletrificação trouxe vantagens especialmente no que se refere ao atendimento da carga em todas as horas do dia, com consequências diretas na qualidade de vida e desenvolvimento das populações. Por outro lado, a falta de flexibilidade dos sistemas, como das 12 mini usinas, trouxe alguma limitação à expansão de atividades produtivas com uso de eletricidade, dada a limitação de potência dos projetos.

Para estimar um potencial de expansão futura nos sistemas isolados na Amazônia considera-se as duas situações da figura 6.1, “eletrificação inicial” e “eletrificação por hibridização”, a primeira pode ser feita por meio de instalações distribuídas, nos telhados ou próximo às casas como em Porto de Moz ou em forma de mini usinas como no Amazonas, a depender da distribuição dos domicílios ao longo do território a ser atendido. Esta situação de “eletrificação inicial” tende a ser residual, seguindo o ritmo de crescimento do Programa *Luz para Todos* entre 2014 e 2018, seria de cerca de 30 mil residências por ano; considerando um consumo médio das mini usinas, isso seria equivalente a 1,35 GWh de geração de eletricidade solar por ano. A outra situação, de “eletrificação por hibridização” teria um potencial

maior, considerando que o déficit total para 2020 nos sistemas isolados seria de mais de 1 TWh (o sistema de Boa Vista corresponde a 70% deste déficit) e que os resultados encontrados usando a ferramenta HOMER indicam que a solução [PV + Diesel + bateria] permite atender 36% do consumo de eletricidade com fonte renovável, o potencial de geração solar por hibridização seria de cerca de 698 GWh. Caso o sistema de Boa Vista não seja considerado, por ser muito distinto em termos de tamanho dos demais, o potencial de geração solar com hibridização seria de cerca de 204 GWh. Em termos de custos, supondo que todos os 270 sistemas isolados tivessem hibridização por energia solar, usando o padrão do exercício exploratório, isso poderia representar uma economia anual de 60% do óleo diesel, ou cerca de R\$ 3,1 bilhões por ano.

Do ponto de vista técnico-econômico, a experiência mais relevante para essa avaliação dos projetos solares PV refere-se à instalação da UFV Oiapoque, uma decisão de investimento privado, unilateral, sem suporte direto de nenhum programa de governo e com uma expectativa de utilização (4 anos) muito abaixo do tempo de vida da tecnologia (25 anos). Esta decisão mostra que a energia solar é uma forma viável de reduzir o custo dos sistemas isolados com a redução do consumo de óleo diesel e emissões de dióxido de carbono, mesmo quando não é considerado todo o tempo de vida da usina fotovoltaica.

A energia solar sobressai quanto à performance técnico-econômica no atendimento aos sistemas isolados. A revisão da literatura no capítulo 2 já havia identificado a viabilidade do uso de energia solar para os sistemas isolados. A maioria das experiências relatadas neste capítulo bem como o exercício exploratório demonstram esta viabilidade. No caso das mini usinas do Amazonas, apresentado na seção 6.2, um indicador de boa performance técnico-econômica pode ser a decisão da empresa de expandir o uso da fonte para o atendimento de geração elétrica em outros sistemas isolados. Conta ainda positivamente nesta experiência a performance dos sistemas com bateria que foram instalados com previsão de um tempo de vida de dois anos e duraram sete anos.

A experiência da geração descentralizada em mais de duas mil unidades dentro de uma unidade de conservação, como acontece em Porto de Moz no Pará, é muito importante especialmente para demonstrar a viabilidade em situações de habitações isoladas e com constrangimentos ambientais para composição de uma mini rede.

As experiências descritas em 6.6, o caso do projeto alternativo da EPE e em 6.5, o caso da ilha de Fernando de Noronha, demonstram principalmente o momento de transição atual, no primeiro caso a Empresa de Pesquisa Energética demonstra a maior viabilidade de um sistema híbrido solar/diesel mas a estrutura legislativa que rege os leilões não consegue ter a sensibilidade de levar em consideração outros aspectos para além do mínimo custo. O caso de Fernando de Noronha também demonstra uma eventual necessidade de revisão do quadro regulatório para acomodar a utilização da energia solar em mais larga escala, uma vez que a parte da potência teve que ser desligada para que a capacidade térmica não tivesse sua performance diminuída.

Finalmente, conclui-se que é possível usar a energia solar em diferentes formas para o atendimento de sistemas isolados, com vantagens técnicas, logísticas, econômicas, sociais e principalmente ambientais. As vantagens econômicas que a solução solar PV pode promover não são apenas

pontuais, do ponto de vista do sistema elétrico brasileiro, atualmente onerado com o fornecimento de combustíveis fósseis; tais sistemas acrescem eficiência econômica no atendimento dos sistemas isolados. Há ainda a pontuar uma vantagem sistêmica da utilização da energia solar nos sistemas isolados que é a redução da dependência externa de energia em uma região rica em recursos endógenos. Dito de outra forma, não faz sentido importar diesel para dentro da floresta, sendo essa já tão rica em outras fontes de energia como o sol. A redução do uso de diesel que a energia solar pode promover traz também a vantagem de redução de gases de efeito estufa na geração de eletricidade, beneficiando o balanço nacional de emissões do sistema elétrico nacional, com impactos positivos no sistema climático global para as futuras gerações.

CAPÍTULO 7

Conclusões

7.1 Discussão geral

A investigação desenvolvida no âmbito desta tese focou o potencial uso da energia solar em larga escala no sistema energético, tendo como motivação principal a identificação da viabilidade do recurso solar tanto em escala distribuída quanto centralizada, explorando sobretudo a tecnologia solar fotovoltaica e também a tecnologia solar térmica. A discussão acerca do uso da energia solar está inserida dentro de um contexto de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas, com enfoque na transição energética, buscando alternativas à carbonização da matriz elétrica e ao desmatamento.

Buscou-se unir uma perspectiva de engenharia no planejamento energético, com uso de modelagem energética, a uma perspectiva econômica, com uso e avaliação de mecanismos de incentivo à energia solar em larga escala. A pesquisa acerca da viabilidade da energia solar considera o grande sistema elétrico integrado e um conjunto fragmentado de sistemas operando em modo ilha.

Para atender ao objetivo principal desta tese foi usado o sistema energético brasileiro, como estudo de caso, com especial foco no sistema elétrico. O objetivo foi analisar as formas de integração da energia solar em larga escala no Brasil, adotando uma visão sistêmica de planejamento energético, na sua vertente tecnológica e a respetiva transição regulatória, tendo como pano de fundo a sustentabilidade ambiental. A abrangência deste trabalho exige abordar diferentes aspectos da integração da energia solar usando ferramentas de diferentes áreas de conhecimento, tendo-se usado diversos instrumentos de investigação para mostrar a viabilidade da fonte solar em larga escala.

Os principais produtos oriundos desta tese estão sintetizados na forma de contribuições, detalhados na tabela 7.1. Um dos principais produtos é a disponibilidade de um modelo calibrado do sistema energético brasileiro com foco no sistema elétrico, com os parâmetros técnico econômicos aderentes à realidade. Uma contribuição de relevo é a avaliação do impacto do aumento da geração distribuída à escala local na qualidade e confiabilidade da electricidade entregue aos consumidores, a partir de séries históricas. Outra contribuição a sublinhar inclui um conjunto de elementos para desenhar uma política pública de promoção do recurso solar, suportada pelo potencial custo-efetivo de tecnologias solares que são mitigatórios das mudanças climáticas, e pela proposta de mecanismos de incentivo, incluindo os respectivos custos. A quarta contribuição refere-se ao mapeamento da energia solar em sistemas isolados, complementado com uma avaliação exploratória de adicionalidade por hibridização solar e diesel. Cada uma destas contribuições responde diretamente a cada uma das questões de investigação, como se apresentará na secção seguinte.

A mais valia desta tese é apresentar elementos concretos para discussão do uso na energia solar em larga escala questionando os mitos que a envolvem, bem como estratégias de superação destes mitos por meio de políticas públicas de incentivo, inclusive de carácter competitivo e para diferentes tecnologias. A tese abrange soluções para o grande sistema integrado e também para os sistemas isolados, tendo como pano de fundo a importância social e ambiental das escolhas feitas no âmbito do planejamento energético. Neste aspecto, os resultados e contribuições oferecidos por esta tese têm um impacto societal muito importante.

Tabela 7.1 – Síntese da pesquisa: do problema às contribuições

Problema	Questão de investigação	Avanços metodológicos e de conhecimento	Ideias para políticos e atores do setor
As projeções indicam crescimento da demanda por energia, especialmente de energia elétrica. As estratégias postas para aumento da oferta de geração são intensivas em carbono seja pela queima de combustíveis fósseis seja pelo desmatamento da Amazônia.	Q1 – Qual o potencial de custo-eficácia das tecnologias de aproveitamento da energia solar para o sistema energético brasileiro para o alinhar com os objetivos do Acordo de Paris, isto é um sistema tendencialmente neutro em carbono em meados do século 21?	O modelo construído apresenta como solução base custo eficaz a entrada de energia solar em larga escala em 2050, este modelo apresenta granularidade horária e detalhamento tecnológico mais detalhado além de revisão dos pressupostos acerca das opções de aumento da geração futura.	Se a fonte solar for incluída em larga escala no planejamento energético, o crescimento da oferta de eletricidade poderá ser mais eficiente e barato, mitigando as emissões de gases de efeito estufa de forma significativa.
O potencial de geração de eletricidade solar é subaproveitado, há um conjunto de barreiras ou mitos que limitam o uso da fonte solar.		A avaliação dos dados históricos oferece informação consistentes para defender que o aumento da geração distribuída não tem levado a um decréscimo na qualidade da eletricidade da rede.	O aumento da capacidade instalada de geração distribuída não leva a uma diminuição na qualidade do serviço de eletricidade da rede elétrica
Embora seja custo-eficaz a fonte solar necessita de mecanismos de incentivo para que possa ser integrada em larga escala, as políticas públicas são necessárias pois os benefícios sociais superam os custos, especialmente do ponto de vista intergeracional.	Q2 – Tendo em consideração experiências passadas, qual o mecanismo mais adequado para a promoção do investimento na energia solar em larga escala no sistema energético brasileiro?	São sugeridos elementos constituintes de uma política voltada para a energia solar, com valores potenciais em um horizonte claro de tempo e as respectivas medidas para sua consecução com custos.	Os potenciais mais custo-eficazes para cada tecnologia poderão, após a devida discussão com os envolvidos no setor e na sociedade, servir como metas por tecnologia e os mecanismos sugeridos podem ser considerados para as alcançar.
Há dezenas de sistemas em modo ilha que atendem mais de 3 milhões de brasileiros que são atendidos por eletricidade fóssil cara e ineficiente.	Q3 – Quais são as fronteiras de expansão para a utilização da energia solar no Brasil? Seria viável usar energia solar nos sistemas isolados?	Para além de uma visão geral do uso da energia solar nos sistemas isolados, é apresentado um exercício prospetivo sobre o uso de energia solar para complementar o atendimento da carga elétrica no futuro.	Na expansão ou modernização dos sistemas isolados, especialmente aqueles que não estão no horizonte de expansão do Sistema Integrado Nacional, a combinação do uso de energia solar e baterias aliadas aos geradores existentes, é uma opção viável e desejável.

7.2 Questões de investigação

Nesta secção apresenta-se as respostas alcançadas às questões de investigação inicialmente formuladas, e o que elas podem significar em termos de impacto societal para o Brasil, e para países com características similares.

Q1 – Qual o potencial de custo-eficácia das tecnologias de aproveitamento da energia solar para o sistema energético brasileiro e como esse potencial alinha-se com os objetivos do Acordo de Paris?

Para responder a esta questão foi construído de raiz um modelo para o Sistema Energético Brasileiro usando a ferramenta TIMES. Os resultados encontrados, utilizando os melhores dados disponíveis, indicam o elevado custo-eficácia das tecnologias energéticas que usam o recurso solar. A energia solar não só é viável como é necessária para que a demanda de eletricidade no Brasil possa ser satisfeita até 2050, considerando os constrangimentos de outras fontes de geração elétrica de várias naturezas, tais como limitação de emissões dos combustíveis fósseis e limitação da expansão hidrelétrica na Amazônia. Os resultados indicam que a energia solar vai atender 40% da demanda de eletricidade em 2050. A capacidade instalada mais custo-eficaz de energia solar 507 GW, sendo 91% desta capacidade em escala centralizada, um investimento da ordem de 852 bilhões de euros. Este resultado, por si só, já agrega valor à pesquisa ao questionar os pressupostos nos quais estavam assentes os exercícios de modelagem energética anteriores e que percecionavam uma barreira à entrada da fonte solar em larga escala no sistema de planejamento energético nacional.

Os resultados obtidos para a granularidade horária para dias típicos, mostram que a fonte solar atende à carga de base, havendo forte complementariedade com as fontes já existentes – hídrica e a crescente eólica, havendo pequenos intervalos de necessidade de gás natural para o completo atendimento da demanda. Este resultado ajuda a questionar dois mitos relacionados ao uso da energia solar em larga escala, a incapacidade da fonte de atender a carga de base e a necessidade de aumento do uso de fontes fósseis para garantir a segurança no abastecimento.

A integração da energia solar em larga escala, além de possível e necessária, traria uma ampliação na redução das emissões de gases de efeito estufa conforme assumido nos compromissos do país perante o Acordo de Paris, podendo assegurar uma redução de 80% face ao compromisso para 2030

Ainda como forma de responder a primeira questão de investigação, acerca da viabilidade da integração da fonte solar, a análise mostrou para a Alemanha (estados) e para o Brasil (municípios) que não existe um nexos causal entre a qualidade da eletricidade fornecida pela rede e a quantidade de geração distribuída, ou seja, os dados mostram que o aumento da geração distribuída não leva a uma deterioração da qualidade do serviço de eletricidade fornecido pela rede elétrica.

A implementação da energia solar em larga escala pode induzir a geração de empregos diretos na construção das usinas e instalação dos painéis e também indiretos por meio de um cluster de solar que poderia passar a existir com o crescimento da demanda e a existência de diversas indústrias que fazem parte da cadeia de produção dos equipamentos para a geração de energia solar como a industrial

metal-mecânica e de vidros e cerâmicas. Essas questões são acrescentadas aos benefícios sociais de criação de alternativa ao desmatamento da Amazônia.

Q2 – Quais os mecanismos de incentivo mais adequados para a promoção do investimento na energia solar em larga escala no sistema energético brasileiro?

Os leilões já são largamente utilizados como mecanismo de ampliação da oferta de eletricidade com minimização de custos e incentivo a fontes específicas. A análise efectuada mostrou que a ampliação deste mecanismo seria adequada à geração centralizada fotovoltaica, pois é a tecnologia solar mais competitiva e com papel mais relevante na geração solar futura. Para que se possa atingir o uso em larga escala da energia solar com os potenciais mais custo-eficazes, também seria necessário desenhar outros mecanismos aplicáveis à geração distribuída e ao uso térmico da energia solar para a geração de eletricidade. O mecanismo de incentivo sugerido para incentivar o investimento em geração solar distribuída é a ampliação de um tipo de empréstimo verde com taxa de juros reduzida e prazo alargado de devolução já disponível no Nordeste. Este seria o mecanismo mais adequado porque permite a superação de uma indisponibilidade de recursos para os custos iniciais mas considerando a paridade da rede, os valores podem ser devolvidos a instituição financeira permitindo atingir um número muito mais alargado de famílias e empresas. Para a geração solar térmica, o mecanismo mais adequado seria um concurso para atribuição de uma tarifa bonificada complementar no âmbito do mercado livre.

A aceleração dos leilões, enquanto mecanismo já competitivo para inserção de energia solar na matriz, a princípio não teria um custo específico. Para o programa de tarifa bonificada com aumento progressivo das operações, o custo anual na fase inicial é próximo ao incentivo dado atualmente ao carvão nacional, sendo pertinente considerá-lo na discussão para uma futura revisão do incentivo ao carvão. Em uma fase mais avançada da implementação deste mecanismo, acresceria o custo para o sistema, mas traria grande benefício em termos de diversificação tecnológica e elevação da capacidade de despacho do sistema uma vez que a tecnologia inclui o armazenamento.

Em médio e longo prazo a implementação destes mecanismos traria como benefícios sociais um aumento de competitividade da energia solar o que poderá levar a uma redução no preço da eletricidade. Por outro lado, a utilização de tecnologias de ponta em larga escala tende a trazer benefícios em termos de transferência de tecnologia e desenvolvimento industrial o que pode levar a geração de empregos qualificados e aumento da competitividade internacional.

Para que a energia solar possa ser considerada uma solução de larga escala de forma consistente seria importante perceber o impacto da incorporação do custo horário tanto para as contratações de geração centralizada por meio dos leilões como também para a geração descentralizada.

Considerando a elevada inércia da transição de sistemas energéticos do paradigma hidrofóssil e a relevância da segurança energética de longo prazo, é de fundamental importância que se faça a discussão de uma política pública voltada para a energia solar com o estabelecimento de níveis de implantação das tecnologias custo-eficazes ao longo do tempo e adoção de mecanismos para viabilizar

a implementação das tecnologias solares a estes níveis. Desta forma, considera-se que a integração da energia solar em larga escala seria feita de forma integrada entre planejamento energético de longo prazo, regulação e sustentabilidade.

Q3 – Qual o potencial da energia solar para assegurar o acesso à energia dos sistemas isolados no Brasil?

O acesso a electricidade em sistemas isolados é um desafio em muitas comunidades no Brasil, e noutros países, sendo um dos aspetos que dá corpo à importância do Objetivo de Desenvolvimento Sustentável #7. A análise efetuada concluiu que é viável o uso da energia solar em sistemas isolados no Brasil. Esta conclusão está baseada não apenas na investigação acerca das experiências em curso mas também numa análise exploratória do uso da energia solar, seja de forma dedicada ou complementar a sistemas já existentes, com perspectiva de déficit no acesso à electricidade. No exercício exploratório, verificou-se que a hibridização dos sistemas já existentes traria vantagens em termos do custo nivelado da energia da ordem de 51%, além da redução do consumo de combustíveis, das emissões, sendo de uma forma sistêmica mais vantajoso do que a continuidade da expansão do atendimento dos sistemas isolados baseados apenas em Diesel.

A análise das opções tecnológicas com os parâmetros deste exercício exploratório poderia ser usada também em outros contextos territoriais para avaliar as vantagens e desvantagens da hibridização de sistemas já existentes ou eletrificação inicial com energia solar.

Para a utilização da energia solar para o atendimento aos sistemas isolados na região amazônica seria importante identificar, comunidade a comunidade, quais seriam os valores de referência para a carga necessária mais adequados à cada comunidade considerando os potenciais de desenvolvimento socioeconômicos futuros e em um horizonte de 10 anos. Este aspecto requer uma análise sócio-econômica sobre a evolução ao nível a comunidade, com impacto benéfico para atingir a meta do ODS 7.

7.3 Considerações finais

A investigação desenvolvida nesta tese, em termos de métodos combina ferramentas amplamente desenvolvida como a identificação de casos de sucesso com ferramentas com algum grau de inovação. Em termos das quatro contribuições, o modelo TIMES_BR_light e o conjunto de mecanismos de incentivo ao investimento poderiam ser classificados como métodos mais amplamente usados. Já as contribuições da comparação da qualidade da rede elétrica com a geração distribuída e os parâmetros para avaliação da hibridização em sistema em modo “ilha” seriam as contribuições mais inovadoras.

Inicialmente a questão da sustentabilidade ambiental dos diferentes tipos de geração de eletricidade seria abordada em termos de uma comparação uso da terra em termos quantitativos e qualitativos, uso da água, intensidade carbônica e empregos gerados por unidade de eletricidade gerada. Não foi possível chegar a este ponto da análise porque uma das ferramentas a serem usadas, a produtividade

liquida primária com dados de satélite mostrou-se não adequada para a mensuração da biodiversidade. Esta análise também foi inviabilizada pela grande heterogeneidade dos territórios onde estavam inseridas as unidades de geração de eletricidade, não sendo possível fazer generalizações.

Os impactos econômicos do desenvolvimento de um cluster industrial voltado para a energia solar não chegaram a ser explorados pois envolveria uma reflexão de economia industrial que vai além do escopo deste trabalho e implicaria uma larga compreensão do comércio internacional de equipamentos além de um conjunto de conhecimentos sobre trajetórias de inovação.

7.4 Limitações do trabalho

Ao longo do trabalho de investigação foi identificado um conjunto de limitações que foram assumidas e que merecem ser apontadas para uma melhoria no futuro. O exercício de modelação apresenta uma limitação importante relativamente ao impacto das tecnologias, nomeadamente as solares, no desempenho do setor elétrico, por considerar opções limitadas de armazenamento (apenas 6h na tecnologia de energia solar concentrada), com impacto na gestão das redes de transmissão e distribuição. Sendo uma ferramenta de modelação de longo prazo, o modelo usado não retrata as configurações de um modelo de despacho o que coloca desafios à interpretação dos resultados obtidos"

Outra limitação refere-se à desconsideração da heterogeneidade regional da produção e consumo de energia no território brasileiro. A diversidade de situações na realidade do país não é levada em consideração, porque está fora do objetivo da pesquisa pela complexidade de dados e ferramentas exigidas. O principal objetivo deste trabalho foi testar se, do ponto de vista do sistema nacional de energia (considerando não apenas a produção de energia, mas também a disponibilidade de recursos de energia primária e sua conversão, bem como setores de uso final como edifícios, transportes e indústria) a energia solar poderia ser custo-eficaz. Um trabalho futuro deve melhorar o modelo incluindo diferenças regionais; detalhando mais a infraestrutura de transmissão e distribuição de energia, acrescentando opções de armazenamento para energia solar fotovoltaica, detalhando ainda os setores de uso final comerciais, edifícios públicos e indústria (agora modelados como caixas pretas).

Uma segunda fase de discussão com os agentes do setor elétrico brasileiro acerca das contribuições desenvolvidas no presente trabalho poderia levar a compreensão do alcance das contribuições. Idealmente esta discussão deveria também ser alargada para as comunidades dos sistemas isolados para compreender a sua visão acerca da hibridização por energia solar ora sugerida.

Finalmente é importante salientar que o grau de incerteza quanto as trajetórias de crescimento econômico no Brasil e no mundo elevou-se de forma consistente no primeiro semestre de 2020 face a pandemia do COVID-19. A procura de energia final será certamente afetada pela contração econômica a curto prazo, acentuando a tendência da sobrestimação da procura para 2030, considerada neste trabalho. A médio e longo prazo, as estratégias de retomada econômica dos países será determinante para o atingir as metas do Acordo de Paris.

REFERÊNCIAS

- Agência Portuguesa do Ambiente. (2015). *Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2020/2030*.
http://sniamb.apambiente.pt/infos/geoportaldocs/Consulta_Publica/DOCS_QEPIC/150515_PNA_C_Consulta_Publica.pdf
- Almeida, M. P. (2017). *Implicações técnicas da inserção em grande escala da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica*. Universidade de São Paulo.
- Almeshqab, F., & Ustun, T. S. (2019). Lessons learned from rural electrification initiatives in developing countries: Insights for technical, social, financial and public policy aspects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102(December 2017), 35–53.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.035>
- Altoé, L., Oliveira Filho, D., & Carlo, J. C. (2012). Análise energética de sistemas solares térmicos para diferentes demandas de água em uma residência unifamiliar. *Ambiente Construído*, 12(3), 75–87.
- Amazonas Energia S. A. (2009). *Carta nº 90/2009*. SICNET2 ANEEL 4851204181/09.
- Amorim, F., Pina, A., Gerbelová, H., da Silva, P., Vasconcelos, J., & Martins, V. (2014). Electricity decarbonisation pathways for 2050 in Portugal: A TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) based approach in closed versus open systems modelling. *Energy*, 69, 104–112.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.052>
- Anandarajah G, & Usher W. (2011). *Developing Long-term carbon values using TIAM-UCL*.
<https://www.ucl.ac.uk/energy-models/models/tiam-ucl/tiam-ucl-manual>
- Andrade, C. S., Rosa, L. P., & Da Silva, N. F. (2011). Generation of electric energy in isolated rural communities in the Amazon Region a proposal for the autonomy and sustainability of the local populations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 493–503.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.052>
- ANEEL. (n.d.). *Banco de Informação de Geração*. [Banco de Dados]. Retrieved 1 April 2020, from <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp>
- Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril, Aneel (2012).
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- ANEEL. (2015). *Relação de Projetos de Eficiência Energética*. [Banco de Dados].
<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=27&idPerfil=6&idiomaAtual=0>
- Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL, Aneel (2015).
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- ANEEL. (2016a). *CARTA 48575.005742/2016-00* (Vol. 00, Issue Via 007, pp. 5–10).
- ANEEL. (2016b). *Nota Técnica nº 164/2016-SRG/ANEEL* (pp. 1–5).
- ANEEL. (2016c). *Planilhas Leilão SI.xlsx*. [Banco de Dados].
[https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ResultadoLeilaoSI - Por Lote.pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ResultadoLeilaoSI-PorLote.pdf)
- ANEEL. (2017a). *Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL - Geração Distribuída*.
[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica_0056_PROJEÇÕES+GD+2017/](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Tecnica_0056_PROJEÇÕES+GD+2017/)
- ANEEL. (2017b). *Voto diretor-relator processo 48500.005254/2013-32*.

- ANEEL. (2018). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 1 – Introdução*. <https://www.aneel.gov.br/modulo-1>
- ANEEL. (2019a). *Duração e Frequência das interrupções não programadas - comunicação pessoal - email - LAI protocolo Protocolo 48700.007201/2019-95*.
- ANEEL. (2019b). *Dúvida sobre sistemas isolados - Comunicação pessoal - email*.
- ANEEL. (2019c). *SIGEL*. <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>
- ANEEL. (2019d). *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída - Fevereiro 2019*. http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp
- ANEEL. (2019e). *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída -Comunicação pessoal 18/11/2019 - email - Sistema de Acesso à Informação - Protocolo 48700006881201920*.
- Aquila, G., Pamplona, E. de O., Queiroz, A. R. de, Rotela Junior, P., & Fonseca, M. N. (2017). An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, 1090–1098. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.013>
- Arora, V. K., Boer, G. J., Friedlingstein, P., Eby, M., Jones, C. D., Christian, J. R., Bonan, G., Bopp, L., Brovkin, V., Cadule, P., Hajima, T., Ilyina, T., Lindsay, K., Tjiputra, J. F., & Wu, T. (2013). Carbon-concentration and carbon-climate feedbacks in {CMIP}5 Earth system models. *Journal of Climate*, 26, 5289–5314. <https://journals.ametsoc.org/doi/full/10.1175/JCLI-D-12-00494.1>
- Banco do Nordeste. (2019). *Resposta de Pedido de Informação - Lei 12.527 - personal communication - email NUP. 99905000213201842*.
- Barbosa, J. P. (2003). *Setor Elétrico Brasileiro: impactos do processo de privatização sobre o emprego*. Universidade Federal da Paraíba.
- Barbosa, L. de S. N. S., Bogdanov, D., Vainikka, P., & Breyer, C. (2017). Hydro, wind and solar power as a base for a 100% renewable energy supply for South and Central America. *Plos One*, 12(3), e0173820. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0173820>
- Bento, N. (2010). *La transition vers une économie de l'hydrogène : infrastructures et changement technique* [Université Pierre Mèndes-France - Grenoble II]. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00463857>
- Bento, N., Borello, M., & Gianfrate, G. (2020). Market-pull policies to promote renewable energy: A quantitative assessment of tendering implementation. *Journal of Cleaner Production*. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119209>
- Bergek, A., & Jacobsson, S. (2010). Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008. *Energy Policy*, 38(3), 1255–1271. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.001>
- Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy Economics*. Springer London. <https://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1>
- Bird, L., Cochran, J., & Wang, X. (2014). *Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States*. www.nrel.gov/publications.
- Boulding, K. (1968). The Economics of the Coming Spaceship Earth. In *Beyond Economics - Essays on Society, Religion and Ethics*. University of Michigan Press, Ann Arbor.
- Boulding, K. (1973). The Economics of Energy. *The Annals of the American Academy of Political and Social Science*, 410(1), 120–126. <https://doi.org/10.1177/000271627341000112>

L10438, (2002). http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438compilada.htm

Breyer, C., Bogdanov, D., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Child, M., Oyewo, A. S., Farfan, J., Sadovskaia, K., & Vainikka, P. (2018). Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector. *Progress in Photovoltaics*, 26(8), 505–523. <https://doi.org/10.1002/pip.2950>

Bruckner T., I. A. Bashmakov, Y. Mulugetta, H. Chum, A. de la Vega Navarro, J. Edmonds, A. Faaij, B. Fungtammasan, A. Garg, E. Hertwich, D. Honnery, D. Infield, M. Kainuma, S. Khennas, S. Kim, H. B. Nimir, K. Riahi, N. Strachan, R. Wiser, & X. Zhang. (2014). *Energy Systems. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group {III} to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_chapter7.pdf

Bundesnetzagentur. (2019). *Kenn-zah-len der Ver-sor-gungs-un-ter-bre-chun-gen Strom*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html

Bundesnetzagentur. (2020). *Dados cadastrais EEG*. [Banco de Dados]. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html

Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2016a). *Monitoring report 2016*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html

Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2016b). *Monitoringbericht 2016*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html

Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2017). *Monitoring report 2017-key findings*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html

Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2018a). *Monitoring Report 2018*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html

Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2018b). *Report Monitoring report 2018-key findings*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170515-bnetza-e-control-einigen->

Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2019). *Monitoring report 2019 - Key findings and summary*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html

Bundesnetzagentur, & Bundeskartellamt. (2020). *Monitoringbericht 2019*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html

CAISO. (2019). *California - Solar generation Scheduling markets monthly data*. [Banco de Dados]. <http://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/Supply.aspx>

CAISO. (2020). *2019 Statistics* (pp. 2019–2020). [Banco de Dados]. <http://www.caiso.com/Documents/2019Statistics.pdf>

- Carriere, T., Vernay, C., Pitaval, S., & Kariniotakis, G. (2020). A Novel Approach for Seamless Probabilistic Photovoltaic Power Forecasting Covering Multiple Time Frames. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(3), 2281–2292. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2951288>
- CCEE. (2014). *6º Leilão de Energia de Reserva -Resultado do Leilão - Resumo vendedor*. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_319836
- CCEE. (2015a). *7º Leilão de Energia de Reserva - Resultado do Leilão - Resumo Vendedor*. http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=741830985135294#%40%3F_afLoop%3D741830985135294%26_adf.ctrl-state%3Dzzgatzoy_65
- CCEE. (2015b). *8º Leilão de Energia de Reserva - Resumo vendedor*. http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=741830985135294#%40%3F_afLoop%3D741830985135294%26_adf.ctrl-state%3Dzzgatzoy_65
- CCEE. (2017). *25º Leilão de Energia Nova*. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_548033
- CCEE. (2018a). *27º Leilão de Energia Nova A-4 Resumo Vendedor*. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_640137
- CCEE. (2018b). *28º Leilão de Energia Nova A-6*. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_642656
- CCEE. (2018c). *Info PLD nº 332*. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_601032
- CCEE. (2018d). *RELATÓRIO ORÇAMENTO DAS CONTAS SETORIAIS 2018 – CDE / RGR / CCC*. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_505032
- CCEE. (2019a). *29º Leilão de Energia Nova A-4*. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_648972
- CCEE. (2019b). *30º Leilão de Energia Nova A6 - Resultado*. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_650836
- CCEE. (2019c). *Demonstrativo Financeiro CDE 2018*. https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_630833
- CCEE. (2019d). *Preços em formato XLS. [Banco de Dados]*. https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_csv?_afLoop=1639831711073264&_adf.ctrl-state=juun9s6wu_216#!%40%40%3F_afLoop%3D1639831711073264%26_adf.ctrl-state%3Djuun9s6wu_220
- CCEE. (2019e). *Resultado_Consolidado_Publicacao_outubro 2019*. [Banco de Dados].
- CELPE. (2014). USINA SOLAR DE NORONHA. *EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NEOENERGIA #01*.
- CELPE. (2015). USINA SOLAR NORONHA II. *EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E P & D NEOENERGIA #04*, 16–19.
- Chávez-Rodríguez, M. F., Dias, L., Simoes, S., Seixas, J., Hawkes, A., Szklo, A., & Lucena, A. F. P. (2017). Modelling the natural gas dynamics in the Southern Cone of Latin America. *Applied Energy*, 201, 219–239. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.061>
- Ciarreta, A., Espinosa, M. P., & Pizarro-Irizar, C. (2017). Optimal regulation of renewable energy: A comparison of Feed-in Tariffs and Tradable Green Certificates in the Spanish electricity system. *Energy Economics*, 67, 387–399. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.08.028>
- Collins, S., Deane, J. P., Poncelet, K., Panos, E., Pietzcker, R. C., Delarue, E., & Ó Gallachóir, B. P. (2017). Integrating short term variations of the power system into integrated energy system

- models: A methodological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 839–856. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.090>
- CONFAZ. (2015). *Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015*. https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4), 1059–1082. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.026>
- CRE. (2018). *Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire*.
- Dantas, G., de Castro, N. J., Dias, L., Antunes, C. H., Vardiero, P., Brandão, R., Rosental, R., & Zamboni, L. (2018). Public policies for smart grids in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92(January 2017), 501–512. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.077>
- Deane, J. P., Chiodi, A., Gargiulo, M., & Ó Gallachóir, B. P. (2012). Soft-linking of a power systems model to an energy systems model. *Energy*, 42(1), 303–312. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.052>
- Després, J., Hadjsaid, N., Criqui, P., & Noirot, I. (2015). Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools. *Energy*, 80, 486–495. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.005>
- Di Dio, V., Favuzza, S., La Cascia, D., Massaro, F., & Zizzo, G. (2015). Critical assessment of support for the evolution of photovoltaics and feed-in tariff(s) in Italy. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 9, 95–104. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.12.004>
- Dias, L., Seixas, J., & Gouveia, J. P. (2015). *Internal Report 6 Results of the assessment of {RES} potential at city level The case of solar technologies ({WP}4. T4.4)*.
- Diesendorf, M., & Elliston, B. (2018). The feasibility of 100% renewable electricity systems: A response to critics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93(May), 318–330. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.042>
- Dunleavy, P. (2015). *Authoring a PHD*. Macmillian Education.
- Dutra, J., & Menezes, F. (2005). Lessons from the Electricity Auctions in Brazil. *The Electricity Journal*, 18(10), 11–21. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2005.10.009>
- Eletrobrás. (2007). *Pesquisa Posses de Equipamentos e Hábitos de Uso - Classe Residencial*. <http://www.procel.gov.br/services/procel-info/Simuladores/DownloadSimulator.asp?DocumentID=%7BA9E26523-80B8-41E2-8D75-083A20E85867%7D&ServiceInstUID=%7B5E202C83-F05D-4280-9004-3D59B20BEA4F%7D>
- Eletrobrás. (2016). *Domicílios previstos por município Luz para Todos*.
- Eletrobrás. (2018a). *Dados físicos executados*.
- Eletrobrás. (2018b). *Ligações realizadas por município Luz para Todos*.
- Eletrobrás. (2019). *Mini usinas - comunicação pessoal - email*.
- ENTSO-E. (2020). *Generation Germany*. [Banco de Dados]. <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=CTY&atch=false&dateTime.dateTime=01.01.2018+00:00%7CCET%7CDAY&biddingZone.values=CTY%7C10Y1001A1001A83F!CTY%7C10Y1001A1001A83F&dateTime.timezon>
- EPE. (2007a). *Plano Nacional de Energia 2030*. Ministério das Minas e Energia.

- <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>
- EPE. (2007b). *Plano Nacional de Energia 2030 v9 - Geração de energia elétrica a partir de outras fontes*. Ministério das Minas e Energia. <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>
- EPE. (2011a). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011. Ano Base 2010*. Brasil, Empresa de Pesquisa em Energia. http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20111213_1.pdf
- EPE. (2011b). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011*. <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>
- EPE. (2013). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022*. <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-49/topico-86/Relatório Final do PDE 2022.pdf>
- EPE. (2014a). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014. Ano Base 2013*. Ministério das Minas e Energia.
- EPE. (2014b). *Balanco Energético Nacional 2014: Ano base 2013*. Ministério das Minas e Energia.
- EPE. (2014c). *Leilão de Energia de Reserva de 2014 Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral*. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-94/NT_EPE-DEE-NT-150_2014.pdf
- EPE. (2014d). *Nota Técnica {DEA} 13/14 - Demanda de Energia 2050*. Brasil, Empresa de Pesquisa em Energia.
- EPE. (2014e). *Nota Técnica DEA 13/14 - Demanda de Energia 2050*. Brasil, Empresa de Pesquisa em Energia.
- EPE. (2014f). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2023>
- EPE. (2015a). *EXPANSÃO DA GERAÇÃO 1º LEILÃO DE ENERGIA DE RESERVA DE 2015 Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral*. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-94/DEE-NT-079-2014-r0_UFV.pdf
- EPE. (2015b). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- EPE. (2016a). *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Ministério das Minas e Energia. <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia Renovável - Online 16maio2016.pdf>
- EPE. (2016b). *Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*. <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia Termelétrica - Online 13maio2016.pdf>
- EPE. (2016c). *Energia Termelétrica*.
- EPE. (2016d). *Expansão da geração. 2º leilão de energia de reserva de 2015. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral N o . {EPE}-{DEE}-{NT}-023/2016-r0*. Brasil, Empresa de Pesquisa em Energia.

- EPE. (2016e). *Necessidade de Energia de Reserva para o {SIN} – 2º {LER} 2016*.
- EPE. (2016f). *O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas : Produção e Uso de Energia* -. <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-308/NT COP21 iNDC.pdf>
- EPE. (2016g). *Sistemas isolados - Energia solar para suprimento de sistemas isolados do Amazonas avaliação da atratividade econômica de solução híbrida em sistemas do grupo B do projeto de referência da Eletrobras Distribuição Amazonas*. [http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT Sist Híbrido Grupo B AmE \(EPE-DEE-NT-091_2016-r0\).pdf#search=Sistemas isolados energia solar para suprimento de sistemas isolados do Amazonas avaliação](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT Sist Híbrido Grupo B AmE (EPE-DEE-NT-091_2016-r0).pdf#search=Sistemas isolados energia solar para suprimento de sistemas isolados do Amazonas avaliação)
- EPE. (2017a). *Anuário estatístico de energia elétrica 2017 (Vol. 1)*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- EPE. (2017b). *Balanço Energético Nacional 2017 ano base 2016*. [https://doi.org/620.9:553.04\(81\)](https://doi.org/620.9:553.04(81))
- EPE. (2017c). *Informe técnico Leilão A4 Energia Nova*. <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-268/Informe Leilões 2017 - Portugues.pdf>
- EPE. (2017d). *Plano Decenal de Expansão da Energia 2026*. <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>
- EPE. (2018a). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 - ano base 2017*. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>
- EPE. (2018b). *Balanço Energético Nacional 2017*. Ministério das Minas e Energia. https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf
- EPE. (2018c). *Nota Técnica 04/18 Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050*. [http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/03. Potencial de Recursos Energéticos no Horizonte 2050 \(NT PR 04-18\).pdf#search=nota técnica 04%2F18](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/03. Potencial de Recursos Energéticos no Horizonte 2050 (NT PR 04-18).pdf#search=nota técnica 04%2F18)
- EPE. (2018d). *Nota Técnica 07/18 - Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050*. <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT PR 007-2018 Premissas e Custos Oferta de Energia Elétrica.pdf#search=nota técnica 07%2F18>
- EPE. (2018e). *Planejamento do Atendimento aos Sistemas isolados - Horizonte 2023 - ciclo 2018*. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-346/EPE-NT-Planejamento SI-ciclo_2018_rev1.pdf#search=sistemas isolados
- EPE. (2018f). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>
- EPE. (2018g). *Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia: Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018*. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-330/EPE-DEE-NT-091_2018-r0.pdf
- EPE. (2018h). *SISTEMAS ISOLADOS - ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA AO OIAPOQUE PELO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL*.
- EPE. (2019a). *Anuário de Energia Elétrica 2019 - ano base 2018*. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>

- EPE. (2019b). *Balanço Energético Nacional - Séries Históricas Completas - Capítulo 1 (Análise Energética e Dados Agregados) 1970-2018*. Ministério das Minas e Energia. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>
- EPE. (2019c). *Balanço Energético Nacional - Séries Históricas Completas - Capítulo 7 (Energia e Socioeconomia)*. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>
- EPE. (2019d). *Balanço Energético Nacional 2019 - Matriz nacional 2018*. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>
- EPE. (2019e). *Informe Leilões de Geração de Energia Elétrica - Leilão de Geração A-4/2019* (Issue 1). http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-355/InformeResultado-da-Habilitacao-Tecnica-e-Vencedores-Leilao-A-4-de-2019_v3.pdf
- EPE. (2019f). *Resenha mensal do mercado de energia elétrica - nº 147 - Dezembro/2019*. [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-459/Resenha Mensal - Dezembro 2019_v2_sarv.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-459/ResenhaMensal-Dezembro2019_v2_sarv.pdf)
- EPE. (2020a). *Balanço Energético Nacional - Séries Históricas Completas - Capítulo 3 (Consumo de Energia por Setor) 1970 - 2018*. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>
- EPE. (2020b). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>
- ETSAP. (2008). A comparison of the times and markal models. In *International Energy Agency*. <http://www.iea-etsap.org/web/TOOLS/TIMESVsMARKAL.pdf>
- ETSAP. (2013). *Concentrating Solar Power Concentrating Solar Power* (Issue January).
- Eurostat. (2020a). *Gross electricity production by fuel, EU-28, 2000-2017 (GWh)*. [Banco de Dados]. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Gross_electricity_production_by_fuel,_EU-28,_2000-2017_\(GWh\).png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Gross_electricity_production_by_fuel,_EU-28,_2000-2017_(GWh).png)
- Eurostat. (2020b). *Maximum electrical capacity, EU-28, 2000-2017 (MW)*. [Banco de Dados]. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Maximum_electrical_capacity,_EU-28,_2000-2017_\(MW\).png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Maximum_electrical_capacity,_EU-28,_2000-2017_(MW).png)
- Ferreira, A., Kunh, S. S., Fagnani, K. C., De Souza, T. A., Tonezer, C., Dos Santos, G. R., & Coimbra-Araújo, C. H. (2018). Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 181–191. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>
- Fichter, T., Soria, R., Szklo, A., Schaeffer, R., & Lucena, A. F. P. (2017). Assessing the potential role of concentrated solar power (CSP) for the northeast power system of Brazil using a detailed power system model. *Energy*, 121, 695–715. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.012>
- Fischer, W. (1979). Use of models in decision making: a policy maker's view. *NATO Advanced Research Institute on The Applications Os System Science to Energy Policy Planning*.
- Fortes, P., Pereira, R., Pereira, A., & Seixas, J. (2014). Integrated technological-economic modeling platform for energy and climate policy analysis. *Energy*, 73, 716–730. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.075>

- Frate, C. A., & Brannstrom, C. (2017). Stakeholder subjectivities regarding barriers and drivers to the introduction of utility-scale solar photovoltaic power in Brazil. *Energy Policy*, 111, 346–352. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.09.048>
- Fraunhofer. (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term scenarios for Market development, System Prices and {LCOE} of Utility Scale {PV} Systems*. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergie_wende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf
- Fraunhofer. (2020). *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>
- Fthenakis, V. M., & Kim, H. C. (2007). Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study. *Energy Policy*, 35(4), 2549–2557. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.06.022>
- Gerbelová, H., Amorim, F., Pina, A., Melo, M., Ioakimidis, C., & Ferrão, P. (2014). Potential of CO₂ (carbon dioxide) taxes as a policy measure towards low-carbon Portuguese electricity sector by 2050. *Energy*, 69, 113–119. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.011>
- Gils, H., Simon, S., & Soria, R. (2017). 100% Renewable Energy Supply for Brazil—The Role of Sector Coupling and Regional Development. *Energies*, 10(11), 1859. <https://doi.org/10.3390/en10111859>
- GlobalCarbonProject. (2019). *Carbon budget and trends 2019*. www.globalcarbonproject.org
- Gómez, M. F., & Silveira, S. (2012). Delivering off-grid electricity systems in the Brazilian Amazon. *Energy for Sustainable Development*, 16(2), 155–167. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.01.007>
- Gómez, M. F., Téllez, A., & Silveira, S. (2015). Exploring the effect of subsidies on small-scale renewable energy solutions in the Brazilian Amazon. *Renewable Energy*, 83, 1200–1214. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.050>
- Gómez, Maria F., & Silveira, S. (2010). Rural electrification of the Brazilian Amazon – Achievements and lessons. *Energy Policy*, 38(10), 6251–6260. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.013>
- Gómez, Maria F., & Silveira, S. (2015). The last mile in the Brazilian Amazon - A potential pathway for universal electricity access. *Energy Policy*, 82(1), 23–37. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.02.018>
- Gorman, W., Mills, A., & Wiser, R. (2019). Improving estimates of transmission capital costs for utility-scale wind and solar projects to inform renewable energy policy. *Energy Policy*, 135(110994). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110994>
- Gouveia, J. P., Dias, L., Fortes, P., & Seixas, J. (2012). TIMES_PT: Integrated Energy System Modeling. *CEUR Workshop Proceedings*, 923, 69–78.
- Greener. (2018). *Strategic Market Study - Solar Photovoltaic Market - Distributed Generation (DG) 2nd semester 2018* (Issue July). <https://www.greener.com.br/en/strategic-study-dg-1st-semester-2018/>
- Greener. (2019a). *Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico Geração Distribuída - 1º semestre 2019*. <http://greener.greener.com.br/estudo-gd-1sem2019>
- Greener. (2019b). *Estudo Estratégico de Geração Distribuída*.
- Griffin, J., & Steele, H. (1980). *Energy Economics and Policy*. Academic Press.
- Guerra, J. B., Dutra, L., Schwinden, N. B. C., & Andrade, S. F. de. (2015). Future scenarios and

- trends in energy generation in brazil: supply and demand and mitigation forecasts. *Journal of Cleaner Production*, 103, 197–210. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.09.082>
- Hall, L. M. H., & Buckley, A. R. (2016). A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation. *Applied Energy*, 169, 607–628. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.044>
- Herreras Martínez, S., Koberle, A., Rochedo, P., Schaeffer, R., Lucena, A., Szklo, A., Ashina, S., & van Vuuren, D. P. (2015). Possible energy futures for Brazil and Latin America in conservative and stringent mitigation pathways up to 2050. *Technological Forecasting and Social Change*, 98, 186–210. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2015.05.006>
- Hess, C. E. E., & Fenrich, E. (2017). Socio-environmental conflicts on hydropower: The São Luiz do Tapajós project in Brazil. *Environmental Science & Policy*, 73, 20–28. <https://doi.org/10.1016/J.ENVSCI.2017.03.005>
- Hoffman, K., & Wood, D. (1976). Energy System Modeling and forecasting. *Annual Review of Energy*, 1, 423–453. <https://doi.org/https://doi.org/10.1146/annurev.eg.01.110176.002231>
- IBGE. (2011). *CENSO 2010*. <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9662-censo-demografico-2010.html?edicao=10503&t=sobre>
- IBGE. (2020a). *Contas Nacionais Trimestrais - SIDRA - Tabela 5932*. [Banco de Dados]. <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/5932#resultado>
- IBGE. (2020b). *Panorama - Brasil - População estimada 2019*. [Banco de Dados]. <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/panorama>
- IEA-PVPS. (2018). *Annual Report 2017*. <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=6>
- IEA-PVPS. (2019). *Annual Report 2018*. <https://iea-pvps.org/annual-reports/>
- IEA. (2014a). *Energy Technology Perspectives 2014*. International Energy Agency. https://doi.org/10.1787/energy_tech-2014-en
- IEA. (2014b). *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy*. International Energy Agency. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf
- IEA. (2014c). *Technology Roadmap Solar Thermal Electricity - 2014 edition*. <https://webstore.iea.org/technology-roadmap-solar-thermal-electricity-2014>
- IEA. (2015). *World Energy Outlook 2015*. International Energy Agency.
- IEA. (2016). *WEO_2016_PG_Assumptions_NPSand450_Scenario (2)*. [Banco de Dados].
- IEA. (2017a). Getting Wind and Sun onto the Grid - A Manual for Policy Makers. In *International Energy Agency*. https://webstore.iea.org/download/direct/1020?fileName=Getting_Wind_and_Sun.pdf
- IEA. (2017b). *World Energy Investment 2017*. <https://doi.org/10.1787/9789264277854-en>
- IEA. (2017c). *World Energy Outlook 2016*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2016>
- IEA. (2018). *World Energy Outlook 2018*. https://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2018/executive-summary_weo-2018-2-en
- IEA. (2019). *Solar Energy: Mapping the road ahead* (Vol. 20, Issue October). https://doi.org/10.1007/978-3-642-20951-2_7

- IEA. (2020). *Monthly Electricity Statistics - Revised historical data - until December 2019*. [Banco de Dados].
- INPE. (2018). *SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais*. [Banco de Dados]. <http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/petrolina.html>
- INPE. (2019). Monitoramento do Desmatamento da Floresta Amazônica Brasileira por Satélite. In *Inpe* (Vol. 1991, Issue até 1994). <http://www.obt.inpe.br/OBT/assuntos/programas/amazonia/prodes>
- IPCC. (2015). *Climate Change 2014 - Synthesis Report - Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]*. Intergovernmental Panel on Climate Change. https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full.pdf
- IPCC. (2018a). Ch. 1. Framing and Context. In *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways*.
- IPCC. (2018b). *Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to.* https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf
- IPCC. (2018c). Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. In *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. https://doi.org/http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg2/en/spm.html
- IRENA. (2016). *Unlocking Renewable Energy Investment: the Role of Risk Mitigation*. <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/Unlocking-Renewable-Energy-Investment-The-role-of-risk-mitigation-and-structured-finance>
- IRENA. (2019a). *Datafile_Renewable_Power_Generation_Costs_in_2018*. [Banco de Dados].
- IRENA. (2019b). *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*. <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>
- IRENA. (2019c). *IRENA Statistics time series - Query Tool*. [Banco de Dados].
- IRENA, I. and R. (2018). *Renewable Energy Policies in a Time of Transition*.
- ISES. (2019). *Dispelling the Myths: Renewables in the Grid – References for Infographics*. [https://www.ises.org/sites/default/files/uploads/Full referencing sheet PDF.pdf](https://www.ises.org/sites/default/files/uploads/Full%20referencing%20sheet%20PDF.pdf)
- Jia, L., Wenying, C., & Deshun, L. (2011). Scenario analysis of China's future energy demand based on {TIMES} model system. *Energy Procedia*, 5, 1803–1808. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.03.307>
- Joos, M., & Staffell, I. (2018). Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 86, 45–65. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.01.009>
- Kanudia, A., & Loulou, R. (1998). Robust responses to climate change via stochastic MARKAL: The case of Québec. *European Journal of Operational Research*, 106(1), 15–30. [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(98\)00356-7](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(98)00356-7)
- Keynes, J. M. (2017). The Economic Consequences of the Peace. In *The Economic Consequences of the Peace*. Freeland Press. <https://doi.org/10.4324/9781351304641>

- Kilinc-Ata, N. (2016). The evaluation of renewable energy policies across EU countries and US states: An econometric approach. *Energy for Sustainable Development*, 31, 83–90. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2015.12.006>
- Kitson, L., Wooders, P., & Moerenhout, T. (2011). *Subsidies and External Costs in Electric Power Generation: A comparative review of estimates* (Issue September). https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/power_gen_subsidies.pdf
- Klyapovskiy, S., You, S., Michiorri, A., Kariniotakis, G., & Bindner, H. W. (2019). Incorporating flexibility options into distribution grid reinforcement planning: A techno-economic framework approach. *Applied Energy*, 254, 113662. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113662>
- Loulou, R., Goldstein, G., & Noble, K. (2004). *Documentation for the MARKAL Family of Models* (Issue October). http://www.iea-etsap.org/web/MrkIDoc-I_StdMARKAL.pdf
- Lucena, A. F. P., Clarke, L., Schaeffer, R., Szklo, A., Rochedo, P. R. R., Nogueira, L. P. P., Daenzer, K., Gurgel, A., Kitous, A., & Kober, T. (2016). Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. *Energy Economics*, 56, 564–574. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.02.005>
- Luz, T., Moura, P., & de Almeida, A. (2018). Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2637–2643. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.069>
- Mah, D. N. yin, Wang, G., Lo, K., Leung, M. K. H., Hills, P., & Lo, A. Y. (2018). Barriers and policy enablers for solar photovoltaics (PV) in cities: Perspectives of potential adopters in Hong Kong. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92(September 2017), 921–936. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.041>
- Malagueta, D., Szklo, A., Borba, B. S. M. C., Soria, R., Aragão, R., Schaeffer, R., & Dutra, R. (2013). Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Policy*, 59, 198–212. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.029>
- Malagueta, D., Szklo, A., Soria, R., Dutra, R., Schaeffer, R., & Moreira Cesar Borba, B. S. (2014). Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. *Renewable Energy*, 68, 223–235. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.050>
- Manyari, W. V., & Carvalho, O. A. (2007). Environmental considerations in energy planning for the Amazon region: Downstream effects of dams. *Energy Policy*, 35(12), 6526–6534. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.07.031>
- Martin, J. M. (1992). *Économie et politique de l'énergie*. Armand Colin.
- Martins, F. R., Abreu, S. L., & Pereira, E. B. (2012). Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. *Energy Policy*, 48, 640–649. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.082>
- Mastropietro, P., Batlle, C., Barroso, L. A., & Rodilla, P. (2014). Electricity auctions in South America: Towards convergence of system adequacy and RES-E support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 375–385. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.074>
- Mathiesen, B. V., Lund, H., Connolly, D., Wenzel, H., Østergaard, P. A., Möller, B., Nielsen, S., Ridjan, I., Karnøe, P., Sperling, K., & Hvelplund, F. K. (2015). Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. *Applied Energy*, 145, 139–154. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.075>
- Matos, F. B., Camacho, J. R., Rodrigues, P., & Guimarães, S. C. (2011). A research on the use of energy resources in the Amazon. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 3196–3206. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.012>
- Mazzone, A. (2019). Decentralised energy systems and sustainable livelihoods, what are the links?

- Evidence from two isolated villages of the Brazilian Amazon. *Energy and Buildings*, 186, 138–146. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.01.027>
- MCTI. (2015). *Terceiro inventário brasileiro de emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa*. https://sirene.mctic.gov.br/portal/export/sites/sirene/backend/galeria/arquivos/2018/10/11/Estimativas_3ed.pdf
- Mendes, C. A. B., Beluco, A., & Canales, F. A. (2017). Some important uncertainties related to climate change in projections for the Brazilian hydropower expansion in the Amazon. *Energy*, 141, 123–138. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2017.09.071>
- Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer S. (2017). *France-Paris: Électricité, chauffage, énergie solaire et nucléaire*.
- Ministero dello Sviluppo Economico Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. (2017). *Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017)*. 308. <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2037347-strategia-energetica-nazionale-oggi-la-presentazione>
- Ministry of Economic Affairs of Netherlands. (2015). *Market Study: PV Energy in Brazil*.
- Miranda, R. F. C., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2015). Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops. *Renewable Energy*, 75, 694–713. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.037>
- Miranda, R., Simoes, S., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2019). Adding detailed transmission constraints to a long-term integrated assessment model – A case study for Brazil using the TIMES model. *Energy*, 167, 791–803. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.036>
- MMA. (2013). *Plano de Ação para prevenção e controle do desmatamento na Amazônia Legal (PPCDAm): 3ª fase (2012-2015) pelo uso sustentável e conservação da Floresta*. Ministério do Meio Ambiente. https://www.mma.gov.br/images/arquivo/80120/PPCDAm_3_fase_Balanco_versao_BETA.pdf
- MME. (2008). *Combustão e Gasificação de Biomassa Sólida Soluções Energéticas para a Amazônia*. https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes_Energeticas_para_a_Amazonia_Biomassa.pdf
- MME. (2017). *Consulta Pública 33 - Revisão do marco regulatório*. http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas;jsessionid=43EFD06A2D616240B7A8408BF61CEE2C.srv155?p_auth=p02Qcxnp&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count
- MME. (2018). *Proposta compilada de aprimoramento do marco legal do setor elétrico - Consulta Pública 33*. http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=6a984cf2-f63b-3ad1-cafc-0f98c4ef7a21&groupId=36131
- Muhammad-Sukki, F., Abu-Bakar, S. H., Munir, A. B., Mohd Yasin, S. H., Ramirez-Iniguez, R., McMeekin, S. G., Stewart, B. G., Sarmah, N., Mallick, T. K., Abdul Rahim, R., Karim, M. E., Ahmad, S., & Mat Tahar, R. (2014). Feed-in tariff for solar photovoltaic: The rise of Japan. *Renewable Energy*, 68, 636–643. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.012>
- Neoenergia. (2019). *Informação sobre revista - comunicação pessoal - email*.
- Nogueira, L. P. P., Frossard Pereira de Lucena, A., Rathmann, R., Rua Rodriguez Rochedo, P., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2014). Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 24, 115–123. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.03.002>

- Observatório do Clima. (2016). *Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG)*. [Banco de Dados]. <http://seeg.eco.br/o-que-e-o-seeg/>
- OECD. (1999). *Energy: The Next Fifty Years*. <https://www.oecd.org/futures/17738498.pdf>
- Ofgem. (2017). *Local Energy - Energy System Ofgem 's Future Insights Series*. https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/ofgem_future_insights_series_3_local_energy_final_300117.pdf
- Ofgem. (2018). *Renewables Obligation: closure of the scheme in England, Scotland and Wales* (Issue April). https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/04/ro_closure_guidance_mar2018_final_0.pdf
- Oliveira, L. P., Rodriguez Rochedo, P. R., Portugal-Pereira, J., Hoffmann, B. S., Aragão, R., Milani, R., de Lucena, A. F. P., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2016). Critical technologies for sustainable energy development in Brazil: technological foresight based on scenario modelling. *Journal of Cleaner Production*, 130, 12–24. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.03.010>
- Olivier, J. G. J., & Janssens-Maenhout, G. (2012). Part III: Greenhouse gas emissions. In *{CO}2 emissions from fuel combustion, 2012 Edition* (p. III.1--III.51). International Energy Agency ({IEA}).
- ONS. (2017). *Dados horários geração eólica e hídrica 2013 - Comunicação Pessoal - email*.
- ONS. (2018). *Plano anual da operação energética dos Sistemas Isolados para 2019*. http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_DPL_REL_02912018_PEN_SISOL_2019.pdf
- ONS. (2020). *Histórico de operação*. [Banco de Dados]. http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx
- ONU. (2015). *Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development A/{RES}/70/1*.
- Østergaard, P. A. (2009). Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration. *Energy*, 34(9), 1236–1245. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.004>
- Østergaard, P. A. (2015). Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations. *Applied Energy*, 154, 921–933. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.086>
- Percebois, J. (1989). *Economie de l'énergie*. Economica.
- Percebois, Jacques, & Pommeret, S. (2019). Storage cost induced by a large substitution of nuclear by intermittent renewable energies: The French case. *Energy Policy*, 135, 111067. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111067>
- Pereira, E., Martins, F., Gonçalves, A., Costa, R., Lima, F., Ruther, R., Abreu, S., Tiepolo, G., Pereira, S., & Souza, J. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2a. edição*. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. <http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>
- Perez, M., Perez, R., Rábago, K. R., & Putnam, M. (2019). Overbuilding & curtailment: The cost-effective enablers of firm PV generation. *Solar Energy*, 180, 412–422. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.074>
- Pfenniger, S., Hawkes, A., & Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 74–86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
- Pina, A., Silva, C. A., & Ferrão, P. (2013). High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables. *Applied Energy*, 112, 215–223.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.074>

- Pinto Junior, H., Almeida, E., Bomtempo, J. V., Iootty, M., & Bicalho, R. G. (2007). *Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. ELSEVIER/Campus.
- Portugal-Pereira, J., Köberle, A. C., Soria, R., Lucena, A. F. P., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2016). Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story. *Energy*, 115, 1424–1435. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.062>
- Proops, J. L., Gay, P. W., Speck, S., & Schröder, T. (1996). The lifetime pollution implications of various types of electricity generation. An input-output analysis. *Energy Policy*, 24(3), 229–237. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(95\)00154-9](https://doi.org/10.1016/0301-4215(95)00154-9)
- Queiroz, A. R., Faria, V. A. D., Lima, L. M. M., & Lima, J. W. M. (2019). Hydropower revenues under the threat of climate change in Brazil. *Renewable Energy*, 133, 873–882. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2018.10.050>
- Raphael Branch, E. (1993). Short Run Income Elasticity of Demand for Residential Electricity Using Consumer Expenditure Survey Data. *The Energy Journal*, 14(4). <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol14-No4-7>
- Raza, M. Q., Nadarajah, M., & Ekanayake, C. (2016). On recent advances in PV output power forecast. *Solar Energy*, 136, 125–144. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.073>
- Resolução do Conselho de Ministros 107/2019, (2019).
- Rego, E. E., & Parente, V. (2013). Brazilian experience in electricity auctions: Comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design. *Energy Policy*, 55, 511–520. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.042>
- REN. (2020). *Centro de Informação - Informação Exploração*. [Banco de Dados]. <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiaria.aspx>
- REN21. (2017). *Renewables 2017 Global Status Report*. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2017_Full-Report_English.pdf
- REN21. (2018). *Renewables 2018 Global Status Report*. <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/08/Full-Report-2018.pdf>
- REN21. (2019). *Renewables 2019 global status report 2019*.
- Decreto 7246, (2010). http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7246.htm
- Republique Française. (2019). *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « transition énergétique du territoire de Fessenheim »*.
- Rockström, J., Steffen, W., Noone, K., Persson, Å., Chapin, F. S., Lambin, E. F., Lenton, T. M., Scheffer, M., Folke, C., Schellnhuber, H. J., Nykvist, B., de Wit, C. A., Hughes, T., van der Leeuw, S., Rodhe, H., Sörlin, S., Snyder, P. K., Costanza, R., Svedin, U., ... Foley, J. A. (2009). *A safe operating space for humanity*. 461(7263), 472–475. <https://doi.org/10.1038/461472a>
- Sánchez, A. S., Torres, E. A., & Kalid, R. A. (2015). Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 278–290. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.075>
- Santana, P. H. (2016). Cost-effectiveness as energy policy mechanisms: The paradox of technology-neutral and technology-specific policies in the short and long term. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1216–1222. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.300>

- Santos, M. J., Ferreira, P., Araújo, M., Portugal-Pereira, J., Lucena, A. F. P., & Schaeffer, R. (2017). Scenarios for the future Brazilian power sector based on a multi-criteria assessment. *Journal of Cleaner Production*, 167, 938–950. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.03.145>
- Schmidt, J., Cancellà, R., & Pereira, A. O. (2016a). An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. *Renewable Energy*, 85, 137–147. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.010>
- Schmidt, J., Cancellà, R., & Pereira, A. O. (2016b). The role of wind power and solar PV in reducing risks in the Brazilian hydro-thermal power system. *Energy*, 115, 1748–1757. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.059>
- Scholz, Y., Gils, H. C., & Pietzcker, R. C. (2017). Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares. *Energy Economics*, 64, 568–582. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.06.021>
- Sepulveda, T. T., & Martinez, L. (2016). Optimization of a hybrid energy system for an isolated community in Brazil. *International Journal of Renewable Energy Research*, 6(4), 1476–1481. <https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/view/4724/pdf>
- Silva, S.B., Severino, M. M., & de Oliveira, M. A. G. (2013). A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: A case study of Tocantins, Brazil. *Renewable Energy*, 57, 384–389. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.02.004>
- Silva, Sergio B., de Oliveira, M. A. G., & Severino, M. M. (2010). Economic evaluation and optimization of a photovoltaic–fuel cell–batteries hybrid system for use in the Brazilian Amazon. *Energy Policy*, 38(11), 6713–6723. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.041>
- Silva, V., López-Botet Zulueta, M., Wang, Y., Fourment, P., Hinchliffe, T., Burtin, A., & Gatti-Bono, C. (2018). Anticipating Some of the Challenges and Solutions for 60% Renewable Energy Sources in the European Electricity System. *Springer Proceedings in Mathematics & Statistics*, 169–184. https://doi.org/10.1007/978-3-319-99052-1_9
- Simoës, S., Fortes, P., Seixas, J., & Huppès, G. (2015). Assessing effects of exogenous assumptions in GHG emissions forecasts – a 2020 scenario study for Portugal using the Times energy technology model. *Technological Forecasting and Social Change*, 94, 221–235. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2014.09.016>
- Simoës, S., Nijs, W., Ruiz, P., Sgobbi, A., Radu, D., Bolat, P., Thiel, C., & Peteves, S. (2013). *The JRC-EU-TIMES model: assessing the long-term role of the SET plan energy technologies*. Publications Office. http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC85804/jrc_times_eu_overview_online.pdf
- Simon, S., Naegler, T., & Gils, H. (2018). Transformation towards a Renewable Energy System in Brazil and Mexico—Technological and Structural Options for Latin America. *Energies*, 11(4), 907. <https://doi.org/10.3390/en11040907>
- Sinsel, S. R., Riemke, R. L., & Hoffmann, V. H. (2020). Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review. In *Renewable Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.147>
- Söder, L., Lund, P. D., Koduvere, H., Bolkesjø, T. F., Rossebø, G. H., Rosenlund-Soysal, E., Skytte, K., Katz, J., & Blumberga, D. (2018). A review of demand side flexibility potential in Northern Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.104>
- Soito, J. L. da S., & Freitas, M. A. V. (2011). Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 3165–3177. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2011.04.006>

- Soria, R., Lucena, A. F. P., Tomaschek, J., Fichter, T., Haasz, T., Szklo, A., Schaeffer, R., Rochedo, P., Fahl, U., & Kern, J. (2016). Modelling concentrated solar power (CSP) in the Brazilian energy system: A soft-linked model coupling approach. *Energy*, 116, 265–280. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.080>
- Statistisches Bundesamt. (2020). - *Long-time series from January 2005 to December 2019 - 5.8.3 Electricity Supply to the industry, annual consumption 2.000 MWh to under 20.000 MWh*. [Banco de Dados]. https://www.destatis.de/SiteGlobals/Forms/Suche/EN/Expertensuche_Formular.html
- Steffen, W., Crutzen, P. J., & McNeill, J. R. (2007). *The Anthropocene: Are Humans Now Overwhelming the Great Forces of Nature*. 36(8), 614–621. [https://doi.org/10.1579/0044-7447\(2007\)36\[614:TAAHNO\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1579/0044-7447(2007)36[614:TAAHNO]2.0.CO;2)
- Tundisi, J. G., Goldemberg, J., Matsumura-Tundisi, T., & Saraiva, A. C. F. (2014). How many more dams in the Amazon? *Energy Policy*, 74, 703–708. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.07.013>
- Tveten, Å. G., Bolkesjø, T. F., Martinsen, T., & Hvarnes, H. (2013). Solar feed-in tariffs and the merit order effect: A study of the German electricity market. *Energy Policy*, 61, 761–770. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.060>
- UNESCO. (1983). *Workshop on Training in Energy Planning*.
- Valer, L. R., Mocelin, A., Zilles, R., Moura, E., & Nascimento, A. C. S. (2014). Assessment of socioeconomic impacts of access to electricity in Brazilian Amazon: Case study in two communities in Mamirauá Reserve. *Energy for Sustainable Development*, 20(1), 58–65. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2014.03.002>
- Van Els, R. H., De Souza Vianna, J. N., & Brasil, A. C. P. (2012). The Brazilian experience of rural electrification in the Amazon with decentralized generation - The need to change the paradigm from electrification to development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1450–1461. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.031>
- van Vuuren, D., Nakicenovic, N., Riahi, K., Brew-Hammond, A., Kammen, D., Modi, V., Nilsson, M., & Smith, K. (2012). *An energy vision: the transformation towards sustainability—interconnected challenges and solutions*. 4(1), 18–34. <https://doi.org/10.1016/j.cosust.2012.01.004>
- Vilaça Gomes, P., Knak Neto, N., Carvalho, L., Sumaili, J., Saraiva, J. T., Dias, B. H., Miranda, V., & Souza, S. M. (2018). Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues. *Energy Policy*, 115(January), 199–206. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.01.014>
- Voltaia. (2017). *Carta solicitando enquadramento da UFV Oiapoque no REIDI - processo 48513.009295/2017-00* (pp. 0–2).
- Weisser, D. (2007). A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. *Energy*, 32(9), 1543–1559. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.01.008>
- WorldBank Datasets. (2019). *Electric power consumption (kWh per capita)*. [Banco de Dados]. <https://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>
- Zerrahn, A., Schill, W.-P., & Kemfert, C. (2018). On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources. *European Economic Review*, 108, 259–279. <https://doi.org/10.1016/j.euroecorev.2018.07.004>
- Zhang, L., Qin, Q., & Wei, Y. M. (2019). China's distributed energy policies: Evolution, instruments and recommendation. *Energy Policy*, 125(October 2018), 55–64. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.028>

Anexo I – Expansão hidrelétrica esperada detalhada

Tabela AI.1 Novas hidrelétricas consideradas no modelo

Tipo	Situação	Pressuposto de operação	NOME DA PLANTA	CAPACIDADE INSTALADA (MW)
Usina hidrelétrica – REGIÃO AMAZÔNICA	Usinas que participaram em leilões até abril de 2018 e não estavam em operação em 2013 (ano base do modelo)	Entrada em operação esperada até 2020	FERREIRA GOMES	252
			LAJEADO I	902
			LAJEADO II	902
			LAJEADO III	902
			SANTO ANTÔNIO	418
			SANTO ANTÔNIO DO JARI	73
			TELES PIRES	1820
			UHE BELO MONTE	11233
			UHE CACHOEIRA CALDEIRAO	219
			UHE JIRAU*	3750
			UHE STO ANTÔNIO*	1785
			UHE SÃO MANOEL	700
			COLIDER – MT	300
			SALTO APIÁCAS –MT	45
	SUBTOTAL	23303		
	Novas usinas potenciais (EPE, 2017)	Entrada em operação entre 2020 e 2030	UHE CASTANHEIRA	140
			UHE TABAJARA	350
UHE BEM QUERER			708	
SUBTOTAL	1198			
TOTAL	24501			
Usina hidrelétrica – FORA D REGIÃO AMAZÔNICA	Usinas que participaram em leilões até abril de 2018 e não estavam em operação em 2013 (ano base do modelo)	Entrada em operação esperada até 2020	Tibagi	32
			UHE Santa Branca	62
			Baixo Iguaçu	350
			Itacoara	150
			Batalha	52
			São Roque	135
			SUBTOTAL	782
	Novas usinas potenciais (EPE, 2017)	Entrada em operação entre 2020 e 2030	Apertados	139
			Comissário	140
			Davinópolis	74
			Ercilândia	87
			Telemaco Borba	118
			Foz do Piquiri	93
			São Miguel	58
			Buriti Queimado	142
			Itapiranga	725
			Maranhão Baixo	125
			Porteiras 2	86
			Porto Galeano	81
			SUBTOTAL	1868
TOTAL	2650			
PCH	Usinas que participaram em leilões até abril de 2018 e não estavam em operação em 2013 (ano base do modelo)	Entrada em operação esperada até 2020	116 PCHs	926
	Novas usinas potenciais (EPE, 2017)	Entrada em operação entre 2020 e 2030	PCH 300 MW/ano	3000
		Entrada em operação entre 2030 e 2040		3000
		Entrada em operação entre 2040 e 2050		3000
	TOTAL	9926		

* Estas duas plantas estavam em operação em 2013 mas foram incluídas como nova capacidade para acomodar uma diferença entre as fontes (EPE, 2014b) e (ANEEL, 2019a).